

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



**Projet de Fin d'Etudes**

Pour l'Obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat

En Electrotechnique

**Thème**

---

# Optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans un système électrique

---

---

**Proposé et dirigé par :**

Dr. **M. AMOROUAYECHE**

Chargée de Mission auprès de  
l'Opérateur Système SONELGAZ  
Maitre de Conférences (ENP, Alger)

**présenté par :**

**KICHE Saïd**  
**MABROUK Hamza**

---

**2009/2010**

**E.N.P. 10, Avenue Hassen-Badi, EL-HARRACH, ALGER.**

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

## ملخص:

في إطار هذا العمل ، قدمنا دراسة حول مشكل الفيض الأمتل للطاقة في الشبكة الكهربائية. من اجل هذا استعملنا حساب تدفق الاستطاعة لحساب التوترات في مختلف عقد الشبكة الكهربائية، الطاقات العابرة على الخطوط الكهربائية وكذلك الاستطاعة الفعالة الضائعة من اجل تحديد الاستطاعة الارتكاسية المضافة. استعملنا طريقة قراد يون من اجل تصغير حجم المعدلات الإضافية. وهذا بتصغير ثمن الاستثمار و الاستعمال و كذلك الطاقة الفعالة الضائعة. في النهاية قمنا بتطبيق هذا العمل على شبكتين: شبكة 6 عقد و شبكة 14 عقد. **الكلمات المفتاحية:** نظام كهربائي، الاستطاعة الارتكاسية ، طريقة قراد يون ، الدالة المستهدفة.

## Résumé :

Dans ce travail, nous avons présenté une étude sur le problème d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans un système électrique.

Pour cela, un calcul de l'écoulement de puissance (Load Flow) a été utilisé pour calculer les tensions aux différents nœuds du réseau, les transits sur les lignes ainsi que les pertes dans le réseau pour déterminer la puissance réactive à compenser.

La méthode du gradient est utilisée pour optimiser les volumes de compensation additionnelle, on minimise les coûts d'investissements et d'exploitations ainsi que les pertes actives.

En fin, une application a été effectuée sur deux réseaux : réseau IEEE 6 nœuds et réseau IEEE 14 nœuds.

**Mots clés :** système électrique, puissance réactive, optimisation, méthode du gradient, fonction objective.

## Abstract:

In this work, we presented a survey on the problem of optimization of the compensation of the reactive energy in an electric system.

For it, a calculation of the power flow (Load Flow) has been used to calculate tensions to the different BUS of the network, the transits on the lines as well as the losses in the network to determine the reactive power to compensate.

The method of the gradient is used to optimize the volumes of additional compensation, one minimizing the costs of investments and exploitations as well as the active losses.

In end, an application has been done on two networks: IEEE network 6 BUS and IEEE network 14 BUS.

**Key words:** electric system, reactive power, optimization, method of the gradient, objective function.

## Remerciement

Nous remercions avant tout notre Dieu de nous avoir donné la force et le courage pour réaliser ce modeste travail.

Nos remerciements les plus vifs et chaleureux, vont à notre promotrice Mlle M. AMOROUAYACHE, pour son aide, son orientation judicieuse et sa disponibilité, aussi pour la confiance, la patience et la compréhension qu'elle nous a toujours manifestées.

Et nous adressons nos chaleureux remerciements aux membres du jury.

A travers ce mémoire, nous adressons notre reconnaissance à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation de puis la première classe du primaire jusqu'à aujourd'hui, ainsi qu'à tous nos amis qui nous ont soutenu directement ou indirectement pour la réalisation de ce travail.



## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail :*

*A mes chers **parents**,*

*A mes **frères** et ma **sœur**,*

*A toute la famille **KICHE**,*

*A tout mes **amis** chacun son nom,*

*A mon binôme **Hamza**,*

*A la mémoire de « **Sid-Ali** ».*

*Saïd*



## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail :*

*A mon père,*

*A ma mère,*

*A mes frères et mes sœurs,*

*A ma nièce CHAIMA,*

*A toute la famille MABROUK chacun son nom,*

*A toute la famille CHAOUKI chacun son nom,*

*A mon binôme SAID,*

*A mon ami HAMID,*

*A toute mes amis.*

*MABROUK Hamza*

## NOMENCLATURE ET ABREVIATIONS

<i>IEEE</i>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<i>p. u</i>	Per Unit
<i>HT</i>	Haute Tension
<i>THT</i>	Très Haute Tension
<i>BT</i>	Basse Tension
<i>MT</i>	Moyenne Tension
<i>m</i>	Nombre de nœuds producteurs
<i>N</i>	Nombre total de nœuds
$V_i$	Module de tension de nœud <i>i</i>
$\theta_i$	Phase de la tension de nœud <i>i</i>
$\theta_{ij}$	La différence des phases entre les nœuds <i>i</i> et <i>j</i>
$Y_{bus}$	Matrice des admittances
$y_{ij}$	Élément <i>ij</i> de la matrice $Y_{bus}$
<i>J</i>	Matrice Jacobienne
$P_i$	La puissance active au nœud <i>i</i>
$Q_i$	La puissance réactive au nœud <i>i</i>
$e_i$	La partie réelle de la tension au nœud <i>i</i>
$f_i$	La partie imaginaire de la tension au nœud <i>i</i>
$P_L$	Pertes actives totales
$Q_L$	Pertes réactives totales
$n_c$	Nombre de nœuds de consommation
$n_g$	Nombre de nœuds de génération
$P_{ij}$	Puissance active transitée dans la ligne <i>i - j</i>
$Q_{ij}$	Puissance réactive transitée dans la ligne <i>i - j</i>
$P_{ci}$	Puissance active consommée au nœud <i>i</i>
$Q_{ci}$	Puissance réactive consommée au nœud <i>i</i>
$P_{gi}$	Puissance active générée au nœud <i>i</i>
$Q_{gi}$	Puissance réactive générée au nœud <i>i</i>
$S_{ij}$	Puissance apparente transitée dans la ligne <i>i - j</i>
$S_{ij}^{max}$	Puissance apparente maximale transitée dans la ligne <i>i - j</i>

$\rho$	Coût unitaire des pertes \$/MW
$q_{injc}$	La puissance réactive fournie par les capacités installées
$q_{injr}$	La puissance réactive absorbé par les selfs installés
$C_{ic}$	Coût unitaire d'investissement de compensation additionnelle de type capacitive
$C_{emc}$	Coût unitaire d'exploitation et de maintenance de compensation additionnelle de type capacitive
$C_{ir}$	Coût unitaire d'investissement de compensation additionnelle de type inductive
$C_{emr}$	Coût unitaire d'exploitation et de maintenance de compensation additionnelle de type inductive
$C_c$	La somme de $C_{ic} + C_{emc}$
$C_r$	La somme de $C_{ir} + C_{emr}$

---

## Liste des tableaux

<b>Tableau II.1</b> : Modélisation des paramètres du réseau.....	43
<b>Tableau IV.1</b> : les pertes totales en fonction de Q injectée (6 nœuds).....	68
<b>Tableau IV.2</b> : la tension $V_2$ en fonction de Q injectée (6 nœuds).....	69
<b>Tableau IV.3</b> : données de charge et des pertes (6 nœuds).....	71
<b>Tableau IV.4</b> : la tension dans chaque nœud (6 nœuds).....	71
<b>Tableau IV.5</b> : les pertes totales en fonction de Q injectée (14 nœuds).....	73
<b>Tableau IV.6</b> : la tension $V_{14}$ en fonction de Q injectée (14 nœuds).....	75
<b>Tableau IV.7</b> : données de charge et des pertes (14 nœuds).....	77
<b>Tableau IV.8</b> : la tension dans chaque nœud (14 nœuds).....	77

## Liste des figures

<b>Figure I.1 :</b> Déphasage entre intensité et tension (angle $\varphi$ ) et diagramme de l'énergie.....	19
<b>Figure I.2 :</b> Symbole d'un condensateur parfait.....	25
<b>Figure I.3 :</b> variation de $\varphi$ en fonction de la puissance réactive des condensateurs $Q_c$ .....	33
<b>Figure I.4 :</b> compensation globale.....	34
<b>Figure I.5 :</b> compensation partielle.....	35
<b>Figure I.6 :</b> compensation individuelle.....	36
<b>Figure II.1:</b> Jeu de barre typique d'un système électrique.....	49
<b>Figure IV.1 :</b> pertes actives en fonction de Q injectée (6 nœuds).....	68
<b>Figure IV.2 :</b> la tension de nœud 2 en fonction de Q injectée (6 nœuds).....	69
<b>Figure VI.3 :</b> le coût total en fonction de Q injectée (6 nœuds).....	70
<b>Figure IV.4 :</b> le coût total en fonction de la tension aux nœuds 2(6 nœuds).....	71
<b>Figure IV.5 :</b> pertes actives en fonction de Q injectée (14 nœuds).....	74
<b>Figure IV.6 :</b> la tension de nœud 14 en fonction de Q injectée (14 nœuds).....	75
<b>Figure IV.7 :</b> le coût total en fonction de Q injectée (14 nœuds).....	76
<b>Figure IV.8 :</b> le coût total en fonction de la tension aux nœuds 14 (14 nœuds)....	77

# Sommaire

<b>Résumé.....</b>	<b>1</b>
<b>Remerciement.....</b>	<b>2</b>
<b>Dédicaces.....</b>	<b>3</b>
<b>Nomenclatures et abréviations .....</b>	<b>5</b>
<b>Liste des tableaux.....</b>	<b>7</b>
<b>Liste des figures.....</b>	<b>8</b>
<b>Sommaire.....</b>	<b>9</b>
<b>Introduction générale .....</b>	<b>13</b>
<b>Chapitre I : Généralités sur la compensation de l'énergie réactive.</b>	
I.1 Introduction .....	16
I.2 Energie Réactive .....	17
I.2.1 Energie, Puissance, et Facteur de puissance .....	17
I.2.2 Définition de l'Energie Réactive.....	19
I.3 Les consommateurs de l'énergie réactive .....	21
I.3.1 Les machines synchrones .....	21
I.3.2 Les moteurs .....	21
I.3.3 Les transformateurs .....	21
I.4. Contraintes majeurs dans le transport en courant alternative .....	22
I.4.1. Les limites de stabilité .....	22
I.4.1.1. stabilité dynamique .....	23
I.4.1.2. stabilité transitoire .....	23
I.4.2. Profil des tension .....	23
I.5 Compensation de l'énergie réactive .....	24
I.5.1 Condensateurs .....	25
I.5.1.1 Définition .....	25
I.5.1.2 Caractéristique tension/courant d'un condensateur .....	25
I.5.1.3 Énergie stockée par un condensateur parfait .....	26
I.5.2 Batteries de condensateurs B.T des usagers .....	27
I.5.3 Batteries de condensateurs dans les réseaux B.T .....	27
I.5.4 Batteries de condensateurs M.T .....	27
I.6 Amélioration du fonctionnement du réseau.....	28
I.7 Intérêts de la compensation d'énergie réactive .....	30
I.8 Relation entre la puissance des condensateurs et l'amélioration du $\cos \varphi$ .....	32
I.9 Emplacement des condensateurs de compensation .....	33
I.9.1 Emplacement global. ....	33
I.9.2 Emplacement par secteur ou partiel .....	35

I.9.3 Emplacement individuel.....	36
I.10 Les précautions à prendre.....	37
I.10.1 Auto excitation .....	37
I.10.2 Harmoniques .....	38
I.10.3 Puissance des pas de régulation .....	38
I.10.4 Résistances de décharges .....	38
I.11 Conclusion .....	39

## **Chapitre II : Calcul de Load Flow.**

II.1 Introduction .....	41
II.2 Modélisation du système électrique .....	41
II.3 Classification des variables et des contraintes d'un système .....	45
II.3.1 Classification des variables .....	45
II.3.2 Classification des contraintes .....	45
II.3.2.1 Contraintes sur les variables dépendantes .....	46
II.3.2.2 Contraintes sur les variables indépendantes.....	47
II.4 Résolution par la méthode de Newton-Raphson .....	49
II.4.4.1 Matrice des admittances .....	49
II.4.4.2 équation de power flow .....	50
II.4.4.3 résolution .....	51
II.4.4.4 Algorithme de résolution.....	53
II.5 Conclusion .....	53

## **Chapitre III : Formulation du problème et méthode d'optimisation.**

III.1 Introduction .....	55
III.6 Méthode d'optimisation .....	55
III.6.1 Définition du problème d'optimisation .....	55
III.6.2 Choix d'une méthode .....	56
III.6.3 La Méthode de gradient .....	56
III.6.4 Algorithme de la méthode .....	57
III.2 Management de puissance réactive .....	57
III.3 Planification de la puissance réactive .....	58
III.3.1 Coût de fonctionnement .....	59
III.3.2 Coût d'investissement .....	59
III.4 Choix des nœuds candidats .....	59
III.5 Formulation du problème.....	59
III.7 Conclusions .....	65

## **Chapitre IV : Application.**

IV.1 Introduction .....	67
IV.2 Application sur le réseau 6 nœuds .....	67
IV.3 Application sur le réseau 14 nœuds .....	73

---

IV.4 Interprétation des résultats .....	78
IV.5 Conclusion .....	79
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>81</b>
<b>Annexes</b>	
<b>Annexe A : Données de réseau IEEE 6 nœuds .....</b>	<b>84</b>
<b>Annexe B : Données de réseau IEEE 14 nœuds .....</b>	<b>86</b>
<b>Annexe C : Tableaux des résultats .....</b>	<b>88</b>
<b>Bibliographie .....</b>	<b>90</b>

---

---

# **INTRODUCTION GENERALE**

---

---

---

## Introduction générale

La fonction principale d'un système de production de l'électricité est de satisfaire la demande en énergie électrique tout en assurant la continuité de la fourniture d'énergie dans les limites de puissance demandée, et le maintien de la tension et de la fréquence dans les limites correspondants aux besoins des consommateurs, et au bon fonctionnement des réseaux.

Le développement économique, social et industriel dans la société actuelle a contribué à une augmentation de la consommation de l'énergie électrique, qui a pour conséquence, un accroissement de puissance à générer, à transporter et à distribuer. Par conséquent, les réseaux d'énergie électrique deviennent de plus en plus grands et compliqués, d'où l'intérêt permanent de chercher les moyens adéquats afin de les exploiter efficacement et économiquement.

D'autre part, vu la taille d'un réseau électrique, en général, et la complexité des phénomènes dont il est siège, la conduite de ces systèmes de puissance, a toujours fait appel aux outils de calcul numérique les plus perfectionnés aidant à l'amélioration des contraintes techniques, économiques et de sécurité, auxquelles elle fait face.

Dans les grands réseaux d'énergie électrique, une répartition efficace de la puissance réactive est nécessaire pour maintenir la tension dans les limites acceptables de fonctionnement et pour contrôler les pertes de transmission. Le but principal de la planification de l'énergie réactive est la détermination du volume et la localisation optimale des moyens de compensation à installer pour assurer un fonctionnement sûr et économique.

La décision d'expansion peut avoir une grande influence sur le fonctionnement du système. Elle peut directement affecter la viabilité du système sous différentes situations anormales (lorsque la structure et/ou les paramètres du système sont modifiés de manière significative après un incident quelconque : élimination de ligne, de transformateur, de générateur...). De plus, quand le système fonctionne dans un état normal, les pertes de transmission peuvent être réduites par des ajustements appropriés des moyens de compensation en énergie réactive. Lors des fonctionnements très longs, ceci peut contribuer à des économies considérables, mêmes si la réduction des pertes est petite.

Cette aptitude de minimisation des pertes est liée à la distribution des moyens de compensation dans le réseau électrique.

En raison de toutes ces considérations, le problème d'expansion ayant différents objectifs est très complexe. En particulier, deux aspects peuvent être identifiés :

- un aspect d'investissement avec les variables de décisions associées,
- un aspect de fonctionnement lié à la performance du réseau sous différentes conditions de fonctionnement.

Pour étudier ce problème de planification de l'énergie réactive, nous avons structuré notre travail comme suit :

Dans le **premier chapitre** nous avons présenté des notions générales sur l'énergie réactive, les consommateurs de l'énergie réactive, compensation et l'intérêt de la compensation de l'énergie réactive.

**Le chapitre II** concerne la modélisation de système électrique et la présentation de la méthode de Newton-Raphson pour la résolution de problème de calcul de l'écoulement de puissance (Load Flow).

**Le chapitre III** sera consacré à la présentation de formulation mathématique de problème de planification optimale de l'énergie réactive, ainsi que la méthode de gradient pour optimiser.

Dans le **dernier chapitre**, une application sur deux réseaux de IEEE (réseau IEEE 6 nœuds et le réseau IEEE 14 nœuds).

Nous terminerons enfin par une **conclusion**.

---

---

# **CHAPITRE I**

---

---

## **GENERALITES SUR LA COMPENSATION D'ENERGIE REACTIVE**

---

---

## I.1 Introduction

Tout système électrique utilisant le courant alternatif met en jeu deux formes d'énergie : l'énergie active et l'énergie réactive. Dans les processus industriels utilisant l'énergie électrique seule l'énergie active est transformée au sein de l'outil de production en énergie mécanique, thermique, lumineuse, etc... L'autre, l'énergie réactive sert notamment à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques (moteurs, autotransformateurs, etc...). Par ailleurs, certains constituants des réseaux électriques de transport et de distribution (transformateurs, lignes, etc...) consomment également dans certains cas d'exploitation de l'énergie réactive [1].

La circulation des puissances active et réactive provoque des pertes actives et des chutes de tension dans les conducteurs. Les pertes actives réduisent le rendement global des réseaux et les chutes de tension sont néfastes au maintien d'une bonne tension que doit le distributeur à ses clients. Ainsi est-il donc préférable sur le plan technique de les produire le plus près possible des lieux de consommation.

- Pour la puissance active, il est plus économique de la produire d'une manière centralisée et de la distribuer ensuite aux clients. Le coût du transport est bien moins élevé que le surcoût d'une production réalisée localement.
- En revanche, pour la puissance réactive, il est économiquement plus intéressant de la produire, en tout ou partie, localement par des générateurs d'énergie réactive autonomes comme les condensateurs par exemple. Cette pratique est appelée **COMPENSATION**.

Comme pour le distributeur, le transport de la puissance réactive sur le réseau intérieur du client entraîne les inconvénients suivants :

- surcharge ou surdimensionnement des installations (transfo, câbles, etc...).
- pertes actives plus importantes dans ces ouvrages.
- augmentation de la facture d'électricité.

## I.2 L'Énergie Réactive

### I.2.1 Énergie, Puissance, et Facteur de puissance [1]

Tout récepteur dont l'intensité est déphasée par rapport à la tension, absorbe une énergie totale que l'on appelle énergie apparente ( $E_{app}$ ). Cette énergie, qui s'exprime généralement en kilovolt-ampère-heure (kVAh), correspond à la puissance apparente  $S$  (kVA) et se répartit comme suit :

- **Énergie active ( $E_a$ )** : exprimée en kilowatt heure (kWh). Elle est utilisable, après transformation par le récepteur, sous forme de travail ou de chaleur. A cette énergie correspond la puissance active  $P$  (kW).
- **Énergie réactive ( $E_r$ )** : exprimée en kilovar heure (kvarh). Elle sert en particulier à créer dans les bobinages des moteurs, transformateurs, le champ magnétique sans lequel le fonctionnement serait impossible. A cette énergie correspond la puissance réactive  $Q$  (kvar). Contrairement à la précédente, cette énergie est dite "improductive" pour l'utilisateur.

$$E_{app}^{\rightarrow} = E_a^{\rightarrow} + E_r^{\rightarrow} \quad (I.1)$$

$$E_{app} = \sqrt{(E_a)^2 + (E_r)^2} \quad (I.2)$$

Et pour les puissances :

$$S^{\rightarrow} = P^{\rightarrow} + Q^{\rightarrow} \quad (I.3)$$

$$S = \sqrt{(P)^2 + (Q)^2} \quad (I.4)$$

En réseau triphasé :

$$S = \sqrt{3}UI \quad (I.5)$$

$$P = \sqrt{3}UI \cos\varphi \quad (I.6)$$

$$Q = \sqrt{3}UI \sin\varphi \quad (I.7)$$

Avec :

U : la tension composée [V]

I : l'intensité du courant [A]

$\varphi$  : le déphasage entre la tension et le courant [rad]

En réseau monophasé, le terme  $\sqrt{3}$  disparaît.

### Facteur de puissance $\cos \varphi$

Par définition le facteur de puissance -autrement dit le  $\cos \varphi$  d'un appareil électrique- est égal au rapport de la puissance active P (kW) sur la puissance apparente S (kVA) et peut varier de 0 à 1.

$$\cos \varphi = \frac{P(kW)}{S(kVA)} \quad (I.8)$$

Il permet ainsi d'identifier facilement les appareils plus ou moins consommateurs d'énergie réactive.

- Un facteur de puissance égal à 1 ne conduira à aucune consommation d'énergie réactive (résistance pure).
- Un facteur de puissance inférieur à 1 conduira à une consommation d'énergie réactive d'autant plus importante qu'il se rapproche de 0 (inductance pure).

Dans une installation électrique, le facteur de puissance pourra être différent d'un atelier à un autre selon les appareils installés et la manière dont ils sont utilisés (fonctionnement à vide, pleine charge, ...).

Les appareils de comptage d'énergie mesurant plus facilement les consommations d'énergie active et réactive, on a choisi de faire apparaître pour sa clientèle au niveau des factures d'électricité le terme de  $\tan \varphi$ .

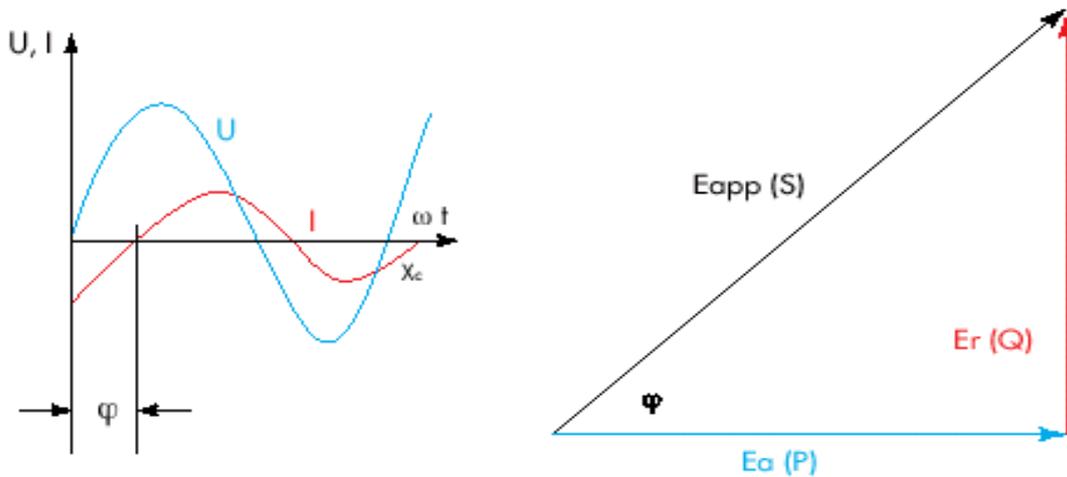
La  $\tan \varphi$  est le quotient entre l'énergie réactive  $E_r$  (kvarh) et l'énergie active  $E_a$  (kWh) consommées pendant le même temps.

$$\tan \varphi = \frac{E_r}{E_a} \quad (\text{I.9})$$

A l'inverse du  $\cos \varphi$ , on s'aperçoit facilement que la valeur de la  $\tan \varphi$  doit être la plus petite possible afin d'avoir le minimum de consommation d'énergie réactive.

$\cos \varphi$  et  $\tan \varphi$  sont liés par la relation suivante :

$$\cos \varphi = \frac{1}{\sqrt{1+(\tan \varphi)^2}} \quad (\text{I.10})$$



**Figure I.1** : Déphasage entre intensité et tension (angle  $\varphi$ ) et diagramme de l'énergie

## I.2.2 Définition de l'Energie Réactive [2]

L'énergie réactive est liée à l'existence des champs électriques et magnétiques, au fond, à l'aspect ondulatoire de l'énergie électrique. Dans le langage de la physique moderne, on dira que les énergies électriques et magnétiques sont liées aux déformations « élastiques » de l'espace caractéristique des champs électriques et d'induction magnétique. En effet, l'énergie est emmagasinée dans tout volume élémentaire 'dv' de l'espace environnant un conducteur. Cette énergie est cependant plus dense à proximité du conducteur que loin de lui.

$$D_w = \frac{1}{2}(\epsilon\epsilon_0 E^2 + \frac{1}{\mu\mu_0} B^2) dv \quad (I.11)$$

Où :

$\epsilon$  : La permittivité en Farad/mètre [F/m]

$\epsilon_0$  : La permittivité à vide en Farad/mètre [F/m]

$\mu$  : Perméabilité [H/m]

$\mu_0$  : Perméabilité à vide [H/m]

$E$  : champs électrique [V/m]

$B$  : champs magnétique [tesla]

En régime sinusoïdal ( $u = \sqrt{2}U \cos \omega t$ ) on a :

$$P = U^2/R (1 + \cos 2\omega t) \quad - \text{ la puissance active,}$$

$$Q_c = U^2 \omega C \sin 2\omega t \quad - \text{ la puissance réactive,}$$

$$Q_m = (U^2 / L\omega) \sin 2\omega t \quad - \text{ la puissance magnétique.}$$

En général les puissances  $Q_c$  et  $Q_m$  ont des modules différents, le réseau doit véhiculer une puissance supplémentaire : la puissance réactive qu'on désigne généralement par  $Q$ .

Le réseau fournit au point considéré :  $Q = Q_m - Q_c$

On dit que l'appareil auquel est fournie cette puissance réactive :

- consomme de l'énergie réactive si  $Q$  est positif.
- produit de l'énergie réactive si  $Q$  est négative.

Le transit de puissance réactive accroît les pertes actives et réactives dans le réseau :

$$S = ((P^2 + Q^2)/U^2(R + jX)) \quad (I.12)$$

Et les chutes de tension :

$$\Delta U = \frac{PR+QX}{U} \quad (I.13)$$

### I.3 Les consommateurs de l'énergie réactive [1]

La plupart des appareils d'utilisations sont des consommateurs d'énergie réactive puisqu'ils fonctionnent grâce à un champ magnétique.

#### I.3.1 Les machines synchrones

Ont la faculté de consommer ou de produire l'énergie réactive suivant qu'elles sont respectivement sous ou surexcitées.

#### I.3.2 Les moteurs

Parmi les moteurs les plus courants durant leur marche normale, on peut donner les valeurs habituelles suivantes :

- moteur synchrone monophasé  $\text{tg}\varphi = 1 - 0,75$ ,

- moteur synchrone triphasé  $\text{tg}\varphi = 1,3 - 0,9$ ,

- moteur à collecteur  $\text{tg}\varphi = 1,3 - 1$ .

Au moment de démarrage, il y a un appel très important de la puissance réactive et on peut atteindre des valeurs de  $\text{tg}\varphi$  de 4 à 5.

#### I.3.3 Les transformateurs

Les transformateurs absorbent de la puissance réactive de deux façons :

- une puissance réactive magnétique pour maintenir le champ magnétique dans le noyau. Elle atteint (2-3) %  $S_n$ , pour les transformateurs de distribution et 1 – 2%  $S_n$ , pour les plus gros transformateurs. On la mesure en pratique par le courant à vide.
- La réactance de fuite de ces appareils appelle une puissance égale à 4% de la puissance transitée pour les transformateurs de distribution et à 7 – 13% pour les transformateurs du réseau de transport.

Compte tenu du nombre moyen de transformateurs traversé par la charge appelée par la consommation et du taux moyen de charge de ces appareils, on peut estimer que les transformateurs consomment en moyenne une énergie réactive totale  $Q$  d'ordre de la moitié de l'énergie active  $P$  transitée par les réseaux ( $\text{tg}\varphi = 0,5$ ).

Les autres usages qui consomment de l'énergie réactive sont les lampes fluorescentes ( $\text{tg}\varphi = 2$ ). D'autres les grands consommateurs industriels, les fours électriques ont un  $\text{cos}\varphi$  assez faible.

## **I.4 Contraintes majeurs dans le transport en courant alternative**

### **I.4.1 Les limites de stabilité [3]**

Les machines synchrones dans un réseau électrique sont des alternateurs opérant au synchronisme. Le concept de base dans le maintien du synchronisme est la stabilité. La stabilité est la tendance du système à opérer régulièrement en régime ou mode normal. C'est aussi une mesure de la capacité du système à se rétablir après une perturbation extérieure (chocs de foudre, changement de charge ou manœuvres).

La stabilité est liée à la capacité de transfert des lignes de transport. Si la puissance transmise à travers une ligne augmente, graduellement sans aucune perturbation extérieure, une certaine limite est atteinte pour laquelle toutes les machines synchrones connectées à cette ligne perdent leur synchronisme, le système devient instable. Cette limite est connue comme la limite de stabilité en régime permanent, c'est la puissance maximale qui peut être transmise en état permanent.

Cette limite dépend de plusieurs facteurs, dont :

- \*l'excitation des alternateurs et les tensions des lignes.
- \*le nombre et les connexions des lignes de transport.
- \*Le nombre et le type des machines synchrones connectées.
- \*Le cheminement des écoulements de puissance active et réactive dans le réseau.
- \*la disposition et les caractéristiques des équipements de compensation.

Il n'est pas pratique de faire opérer le système près de sa limite de stabilité, une marge étant toujours gardée pour maintenir la stabilité du système après une perturbation (changement de charge ou manœuvres). Pour déterminer une marge appropriée, la définition de la stabilité dynamique et transitoire est très importante.

### **I.4.1.1 Stabilité dynamique**

Un système de transport est dit dynamiquement stable s'il retrouve un point de fonctionnement stable après une perturbation mineure. Le degré de la stabilité dynamique est exprimé en terme de degré d'amortissement des composantes transitoires des tensions, des courant et de l'angle interne des machines synchrones.

### **I.4.1.2 Stabilité transitoire**

Un système électrique est stable en terme de stabilité transitoire. S'il peut retrouver un point de fonctionnement stable après une perturbation majeure. Cette perturbation peut être un défaut sévère éliminant un circuit, ou une panne d'un équipement majeur comme les alternateurs, les lignes d'interconnexions ou les transformateurs. Cette possibilité de recouvrir un fonctionnement normal dépend de plusieurs facteurs dont la nature et l'emplacement du défaut et le niveau de charge avant la perturbation.

## **I.4.2 Profil des tension [3]**

La deuxième condition fondamentale dans le transport à courant alternatif, est le maintien d'un niveau de tension correct. Les réseaux de transport ne peuvent pas tolérer des tensions anormales même pour de courtes périodes.

Les chutes de tension, qui sont généralement associées à la surcharge du réseau ou au déficit de la génération, causent des dégradations des performances des charges, en particulier pour les moteurs à induction. Dans les système lourdement chargés, les chutes de tension sont un indicateur de l'approche de la limite de stabilité.

Les surtensions sont des conditions dangereuses augmentant le risque du contournement ou de décharge dans les systèmes d'isolation. La saturation des transformateurs sujets à des surtensions peut produire des courants riches en harmoniques, dans le cas où une capacitance suffisante est présente.

Les surtensions ont plusieurs causes, la réduction de la charge durant certaines périodes de la courbe de charge journalière peuvent causer des surtensions graduelles, ce qui peut écourter la vie des isolations même si le niveau de décharge n'est pas atteint. Des surtensions brusques peuvent résulter d'une déconnection de charge ou autre équipement. Des surtensions transitoires sévères peuvent résulter des manœuvres des lignes ou des

chocs de foudre. Dans les réseaux avec de longues lignes de transports, l'effet Ferranti (surtensions aux faibles charges) limite le transfert de puissance si aucune compensation n'est prévue.

### **I.5 Compensation de l'énergie réactive [1]**

Les réseaux de distributions à M.T (Moyenne Tension) ou B.T (Basse Tension) sont toujours des consommateurs d'énergie réactive. La compensation de cette énergie procure des économies dans l'exploitation des réseaux de distribution (diminution des pertes, l'amélioration de la qualité de la tension).

Le transit par le réseau de transport de l'énergie réactive appelée par la distribution est une gêne importante pour l'exploitation de ces réseaux, non seulement par son coût mais aussi par ses conséquences techniques qui compliquent beaucoup le réglage de la tension de transport.

La solution idéale du point de vue technique serait donc la fourniture de l'énergie réactive par des sources localisées à côté de chaque appareil consommateur. Néanmoins il est évident que plus on subdivise la production de l'énergie réactive, plus cela entraîne des dépenses élevées par la multiplication de l'appareillage de commande et de protection.

La solution optimale est celle qui conduit aux dépenses globales minimales, ces dépenses étant la somme d'une part de coût d'achat et d'exploitation des condensateurs et de leur appareillage annexe et d'autre part, du coût actualisé des pertes dans les réseaux de distribution et de transport.

On y parvient par un compromis qui laisse au transport une partie de compensation. L'effort de compensation qui reste imposé aux réseaux de distribution doit être réparti au mieux entre différents moyens :

**1.** les batteries de condensateurs B.T et M.T des utilisateurs sont donc placées aux bornes mêmes des moteurs. Les usagers sont incités à installer de telles batteries par un tarif qui leur fait payer l'énergie réactive lorsque  $\text{tg}\varphi = 0$ . Cette condition fait supporter à l'usage qu'une partie du coût réel de l'énergie réactive qu'il consomme.

**2.** Les batteries de condensateurs B.T nécessaires dans les réseaux B.T si les précédentes n'ont pas permis de réduire assez fortement les chutes de tension et les pertes dans ces réseaux.

3. Les batteries de condensateurs M.T qui selon les circonstances peuvent être dispersées le long de lignes ou au contraire, regroupées en batteries de forte puissance.

## I.5.1 Condensateurs

### I.5.1.1 Définition

Un condensateur est formé de deux plaques métalliques séparées par un isolant. Le condensateur est caractérisé par sa capacité  $C$  qui s'exprime en farad (F):

$$C = \varepsilon S / e \quad (\text{I.14})$$

$C$  : capacité en farad [F]

$S$  : surface de l'armature du condensateur [ $\text{m}^2$ ]

$e$  : distance entre les deux armatures [m]

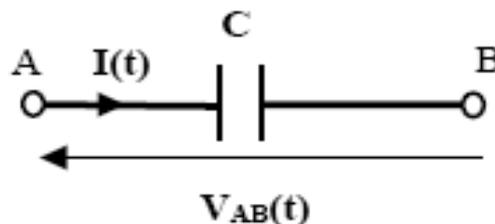
$\varepsilon$  : permittivité en Farad/mètre (F/m)

La valeur de la permittivité dépend du matériau utilisé, pour le vide

$$\varepsilon_0 = 8.84 \cdot 10^{-12} [\text{F/m}]$$

### I.5.1.2 Caractéristique tension/courant d'un condensateur

Le symbole utilisé pour représenter un condensateur parfait dans les schémas de circuits est le suivant :



**Figure I.2** Symbole d'un condensateur parfait

La tension aux bornes du condensateur est donnée par :

$$I(t) = C dV_{AB}(t)/dt \quad (\text{I.15})$$

$I(t)$  : courant en ampère [A]

$V_{AB}(t)$  : tension en volt [V]

$C$  : capacité en farad [F]

### **I.5.1.3 Énergie stockée par un condensateur parfait**

La quantité de charge électrique emmagasinée par un condensateur est :

$$Q(t) = CV_{AB}(t) \quad (\text{I.16})$$

$Q$  : charge électrique en coulomb [C]

$C$  : capacité en farad [F]

$V_{AB}(t)$  : Tension en volt [V]

La quantité d'énergie électrostatique emmagasinée par un condensateur dépend directement de la tension à ses bornes et de la valeur de la capacité. La tension est limitée par la nature et par l'épaisseur du diélectrique. Lorsqu'elle dépasse une certaine valeur, un arc prend naissance entre les armatures et détruit l'isolant.

$$E_e = \frac{1}{2} CV_{AB}^2(t) \quad (\text{I.17})$$

$E_e$  : Énergie électrostatique en joule [J]

$C$  : capacité en farad [F]

$V_{AB}(t)$  : tension en volt [V]

### **I.5.2 Batteries de condensateurs B.T des usagers**

Les condensateurs B.T sont fabriqués en unités monophasées de petite puissance. Leur coût augmente sensiblement lorsque la tension entre les bornes décroît au dessous de 500V ; cela conduit à adopter systématiquement en B.T un montage en triangle.

La protection contre les défauts internes aux condensateurs se fait par des fusibles en série de chaque unité. Et d'autres parts protéger la batterie B.T :

- contre les surtensions (on utilise un relais de tension temporisé).
- contre les harmoniques de tension (avec des inductances). [4]

### **I.5.3 Batteries de condensateurs dans les réseaux B.T**

La compensation de l'énergie réactive chez les usagers mêmes ne peut pas être totale, ne serait-ce que du fait de l'existence de nombreux usagers dont la puissance installée est trop faible pour justifier une telle compensation.

Il serait logique d'installer les batteries de condensateurs B.T le long des lignes. Des telles batteries B.T sont parfaitement justifiées dans les réseaux B.T urbains. Dans ce cas de réseau M.T en câbles souterrains comme il est producteur de l'énergie réactive l'installation des batteries M.T ne se justifie que rarement. En outre, l'installation des batteries B.T devient plus simple puisqu'on évite le coffret de protection coûteux des batteries pour réseaux aériens.

### **I.5.4 Batteries de condensateurs M.T**

Dans les réseaux aériens, M.T la compensation de la charge appelée par les consommateurs raccordés en M.T et par les réseaux de distribution B.T n'est jamais que partielle. On estime qu'elle n'est pas mauvaise, le rapport  $Q/P = \text{tg}\phi$  moyen des heures pleines reste inférieur à 0,6. Mais il ne faut pas demander aux réseaux de transport de transiter une telle puissance réactive car le réglage de tension y deviendrait trop délicat et onéreux. Il faut alors tendre à la compensation totale de l'énergie réactive.

Chaque batterie est équipée :

- d'un interrupteur de commande, qui doit être d'un type spécial à rupture très brusque pour éviter absolument le réamorçage à l'ouverture et à l'ouverture quasi simultanée des trois pôles pour éviter des phénomènes transitoires.
- des fusibles généraux qui en cas de claquage d'une unité, coupent la phase avariée. La fusion d'un sel des trois fusibles doit entraîner la commande de déclenchement de l'interrupteur car le fonctionnement déséquilibré risquerait d'entraîner des perturbations dans le réseau.
- d'inductance de décharge, calculée de façon qu'après l'ouverture de l'interrupteur, les condensateurs se déchargent en un temps suffisamment court (quelques secondes) pour éviter les accidents du personnel chargé de travailler sur la batterie.
- d'un relais de déséquilibre.
- d'un relais wadmétrique.

Aussi la batterie de condensateurs M.T peut être raccordée directement aux jeux de barres M.T. Dans cette situation :

- On divise la batterie en plusieurs gradins permettant un certain réglage de la puissance réactive, chaque gradin aura une certaine puissance.
- En chaque gradin on met un interrupteur comme pour les batteries non fractionnées, mais on dispose un disjoncteur général soumis à l'action de relais de courant.
- On supprime les fusibles généraux des gradins.
- On ajoute des inductances de choc en série sur chaque gradin car, lors de sa mise sous tension, les gradins préalablement en service se décharge sur lui. Cette inductance limite le courant de décharge à une valeur acceptable.

## **I.6 Amélioration du fonctionnement du réseau [5]**

Avec l'augmentation de la demande, l'amélioration du fonctionnement du réseau en terme de stabilité et de profil de tension, devient une nécessité pour répondre aux différentes contraintes imposées par les aspects économiques et techniques.

L'approche la plus naturelle à l'amélioration du fonctionnement d'un réseau électrique, est de la renforcer par la construction de nouvelles lignes ou de nouveau poste.

Mais pour des raisons économiques, une telle approche n'est pas favorable. même si elle augmente la stabilité du réseau et sa capacité de transfert, elle ne permet pas une exploitation optimale de ces ressources. En plus, elle nécessite des investissements considérables qui ne sont pas rentables à court et moyen terme.

En revanche, une exploitation optimale des sources de puissance réactive peut aider à améliorer le fonctionnement du réseau, en améliorant le profil des tensions et en augmentant la capacité de transfert des lignes existantes, sans avoir à construire d'autres lignes, ce qui permet de réduire les coûts d'investissement et augmenter la rentabilité.

L'exploitation optimale de la puissance réactive, passe par l'installation de dispositifs de compensation, compensateur. Un compensateur de puissance réactive peut principalement aider à :

- \* Contrôler la tension.
- \* améliorer la stabilité.

### **Contrôle de la tension**

La fonction principale d'un compensateur de puissance réactive est le maintien de la tension en un nœud dans les limites admissibles par l'exploitation ( $\pm 5\%$ , par exemple). La tension en un nœud de réseau est fonction de la puissance réactive injectée en ce nœud.

L'installation d'un compensateur maintient la tension dans les limites admissibles, s'il est adéquat et suffisant. L'injection de la puissance réactive en un nœud fait augmenter sa tension, alors que l'absorption de puissance réactive en ce nœud la fait baisser. C'est la caractéristique principale des compensateurs schunts.

La fonction la plus importante d'un compensateur est de contrecarrer toute éventualité d'effondrement de tension (voltage collapse), par exemple lors des pics de charge, ou beaucoup de lignes du réseau sont surchargées. Si un défaut majeur apparaît en ce moment précis, le risque d'effondrement devient grand et peut conduire à un black-out. Ce risque est efficacement contrecarré par une injection rapide de puissance réactive aux nœuds de charge les plus vulnérables[5].

### Amélioration de stabilité

L'installation d'un dispositif de compensation dans une ligne de transport, améliore la capacité de cette ligne ce qui permet d'améliorer la stabilité permanente du système.

L'amélioration de la stabilité dynamique, se fait par le contrôle de la puissance réactive qu'injecte le compensateur shunt, de façon à faire varier la tension proportionnellement au taux de variation de l'angle rotorique, donc proportionnellement à la fréquence du système. Alors que l'amélioration de la stabilité transitoire peut se faire en augmentant la limite de stabilité permanente.

De plus, la compensation de puissance réactive permet de [5] :

- \* changer la sécurisée des lignes à un niveau proche des limites thermiques, tout en évitant la surcharge.
- \* Prévenir les pannes en cascade en limitant l'impact des défauts et les pannes d'équipements.
- \* Réduire les coûts financiers et/ou l'impact sur l'environnement en évitant éventuellement la construction de nouvelles lignes d'extension ;

### I.7 Intérêts de la compensation d'énergie réactive [1]

#### Diminution des pertes dans les conducteurs a puissance active constante

Les pertes dans les conducteurs sont proportionnelles au carrée du courant transporté (perte =  $RI^2$ ) et diminuent au fur et a mesure que le  $\cos\varphi$  augmente.

En effet, supposons qu'un conducteur transporte une puissance apparente  $S$ , avec :

$$S = VI \qquad P = S \cos\varphi \qquad Q = S \sin\varphi$$

Si on compense, a puissance active constante, de façon a obtenir une puissance apparente  $S'$ , avec :

$$S' = VI' \qquad P' = P = S' \cos\varphi' \qquad Q' = S' \sin\varphi'$$

On a alors:

$$S'^2 = P^2 + Q'^2 = S^2 \cos^2\varphi' + S^2 \sin^2\varphi'$$

D'où :

$$\frac{S'^2}{S^2} = \frac{1 - \sin^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'}$$

Or:

$$\frac{S'^2}{S^2} = \frac{I'^2}{I^2}$$

D'où:

$$\frac{RI'^2}{RI^2} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'}$$

Les pertes sont donc inversement proportionnelles à  $\cos^2 \varphi$ .

### **Augmentation de la puissance active transportée à courant apparent constant**

La mise en place de batteries de condensateurs en aval d'un câble (ou au secondaire d'un transformateur) dont la charge a un faible  $\cos \varphi$ , permet de transporter une puissance active supérieure pour une même courant dans les conducteurs (ou le transformateur).

En effet, supposons qu'un câble (ou un transformateur) transporte une puissance active P, avec :

$$P = \sqrt{3} U_n I \cos \varphi$$

Si l'on compensé de façon à obtenir  $\cos \varphi'$  a courant apparent constant (I constant), on pourra transporter une puissance active :

$$P' = \sqrt{3} U_n I \cos \varphi'$$

D'où :

$$\frac{P'}{P} = \frac{\cos \varphi'}{\cos \varphi}$$

Pour un même courant apparent, la puissance active qui peut être transportée est donc proportionnelle à  $\cos \varphi$ .

### Diminution de la chute de tension

La chute de tension relative dans un câble ou un transformateur triphasé s'exprime de la façon suivante :

$$\frac{\Delta V}{V_n} = \frac{RP + XQ}{3V_n^2}$$

Avec :

R : résistance des conducteurs ou du transformateur.

X : réactance du câble ou du transformateur.

P : puissance active de la charge.

Q : puissance réactive de la charge.

$V_n$  : Tension simple nominale.

La compensation aux bornes de la charge diminue la valeur de Q et donc la chute de tension.

### I.8 Relation entre la puissance des condensateurs et l'amélioration du $\cos \varphi$ [6]

Il s'agit de déterminer la puissance réactive à installer pour obtenir le  **$\cos \varphi$**  désiré. Supposons qu'en un point du réseau de puissance active P et réactive Q, on désire améliorer  $\cos \varphi$  pour obtenir  $\cos \varphi'$ , ou passer de  $\text{tg } \varphi$  à  $\text{tg } \varphi'$

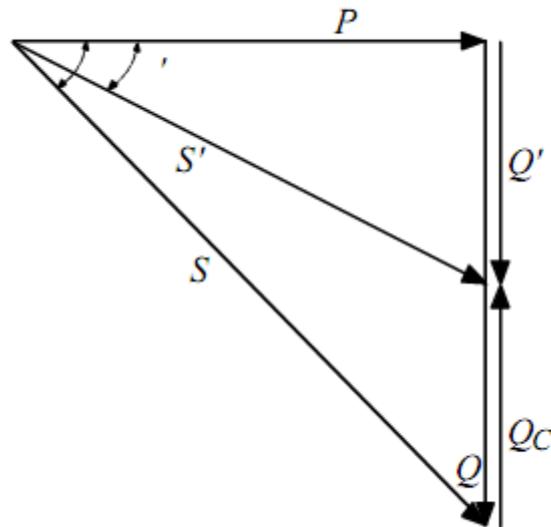
$$\text{tg } \varphi = \frac{Q}{P}$$

$$\text{tg } \varphi' = \frac{Q'}{P}$$

$$Q' = Q - Q_c$$

On en déduit :

$$Q_c = P(\text{tg } \varphi - \text{tg } \varphi')$$



**Figure I.3** variation de  $\varphi$  en fonction de la puissance réactive des condensateurs  $Q_c$

## I.9 Emplacement des condensateurs de compensation [6]

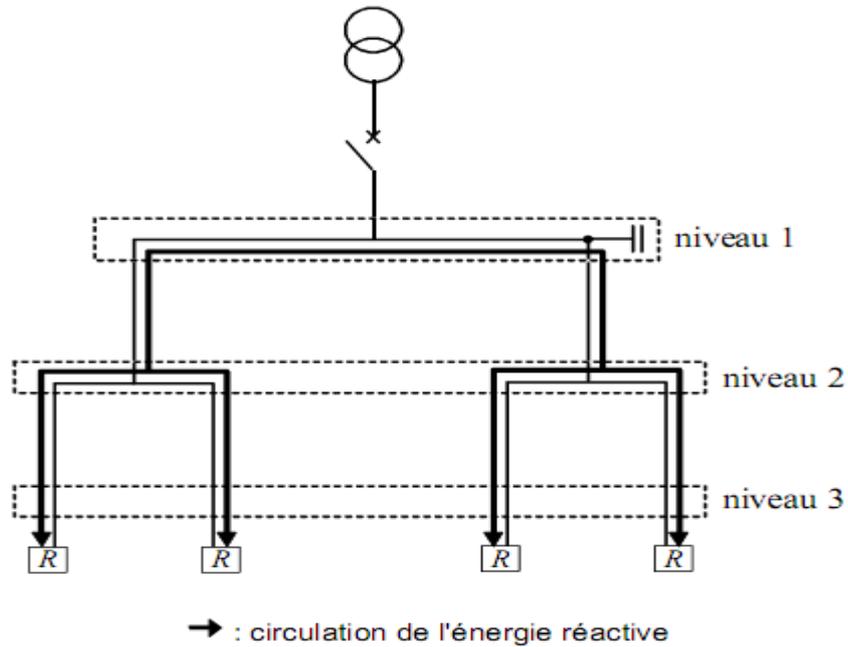
La compensation peut être globale, par secteur ou individuelle. En principe, la compensation idéale est celle qui permet de produire l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée et en quantité ajustée à la demande.

Ce mode de compensation est très coûteux, on cherchera donc, dans la pratique, un optimum technico-économique.

### I.9.1 Emplacement globale

#### Principe

La batterie est raccordée en tête d'installation (**Figure I.4**) et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. Elle reste en service de façon permanente pendant la période de facturation de l'énergie réactive pour un fonctionnement normal du site.



**Figure I.4** compensation globale

### Intérêt

Le foisonnement naturel des charges permet un dimensionnement faible de la batterie. Elle est en service en permanence, elle est donc amortie encore plus rapidement.

Ce type de compensation peut, suivant le cas :

- supprimer les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive
- diminuer la puissance apparente en l'ajustant au besoin en puissance active de l'installation
- augmenter la puissance active disponible du transformateur de livraison.

### Remarques

- le courant réactif circule dans l'installation du niveau 1 jusqu'aux récepteurs
- les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations situés en aval de la batterie ne sont pas diminuées.

### Utilisation

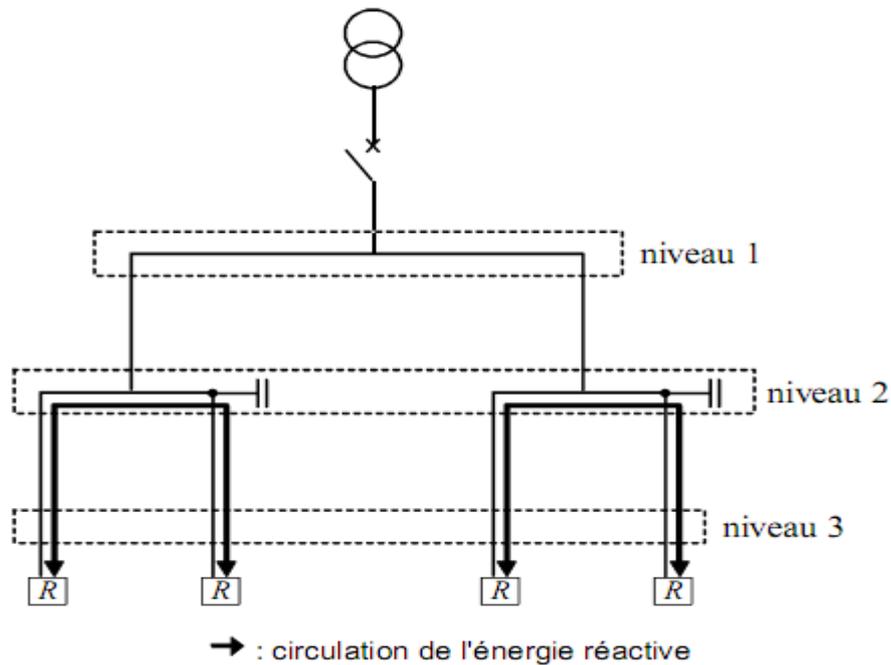
Lorsque la charge est régulière, une compensation globale convient.

## I.9.2 Emplacement par secteur ou partiel

### Principe

La batterie est raccordée au tableau de distribution (**Figure I.5**) et fournit l'énergie réactive demandée par un secteur de l'installation.

Une grande partie de l'installation est soulagée, en particulier les canalisations alimentant chaque secteur.



**Figure I.5** compensation partiel

### Intérêt

Ce type de compensation :

- supprime les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive
- optimise une partie du réseau, le courant réactif n'étant pas véhiculé entre les niveaux 1 et 2
- augmente la puissance active disponible du transformateur et la puissance active qui peut être véhiculée dans les canalisations situées en amont du secteur compensé.

### Remarques

- le courant réactif circule dans l'installation du niveau 2 jusqu'aux récepteurs

- les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations reliant le niveau 2 au niveau 1 sont diminuées
- il y a un risque de surcompensation en cas de variations importantes de la charge.

### Utilisation

Une compensation par secteur est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des secteurs à forte consommation d'énergie réactive.

## I.9.3 Emplacement individuelle

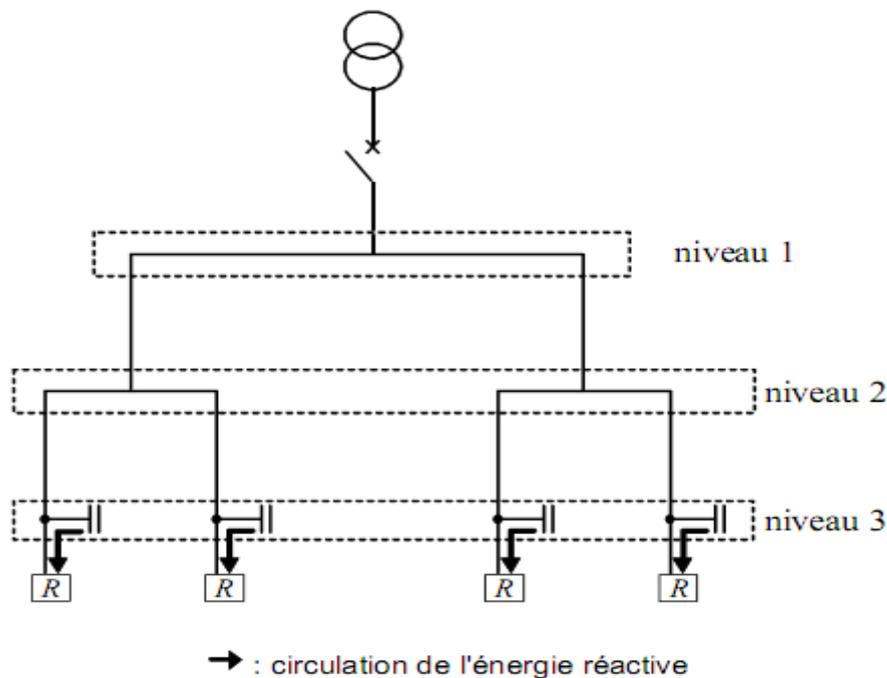
### Principe

La batterie est raccordée directement aux bornes du récepteur (**Figure I.6**).

La compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance du récepteur est importante par rapport à la puissance du transformateur.

Lorsqu'elle est possible, cette compensation produit l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée et en quantité ajustée aux besoins.

Un complément en tête de l'installation peut être nécessaire au niveau du transformateur.



**Figure I.6** compensation individuelle

**Intérêt**

Ce type de compensation :

- supprime les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive
- augmente la puissance active disponible du transformateur et la puissance active qui peut être véhiculée dans les canalisations situées en amont du récepteur
- réduit les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations entre le niveau 3 et le niveau 1.

**Remarques**

Le courant réactif n'est plus véhiculé dans les canalisations de l'installation.

**Utilisation**

Une compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance de certains récepteurs est importante par rapport à la puissance du transformateur.

C'est le type de compensation qui offre le plus d'avantages mais qui est le plus coûteux.

**I.10 Les précautions à prendre [1]****I.10.1 Auto excitation**

- ✓ Il faut éviter lors de la compensation de moteur les risques d'auto-excitation pouvant provoquer des surtensions.
- ✓ Le choix de la batterie doit donc être fait en tenant compte des caractéristiques du matériel à compenser.
- ✓ La batterie de condensateurs doit avoir une puissance inférieure à la puissance nécessaire à l'auto-excitation du moteur. A défaut, il doit être prévu, dans l'appareillage de commande des condensateurs, une coupure évitant cette auto-excitation.

### I.10.2 Harmoniques

- ✓ Lors du placement d'une batterie de condensateurs, il faut effectuer une vérification de la présence d'harmoniques dans l'installation: celles-ci peuvent endommager les batteries de condensateurs et provoquer des surtensions dangereuses pour l'installation. Elles peuvent être à l'origine du "claquage des condensateurs".
- ✓ Les harmoniques sont présentes dans les systèmes utilisant des redresseurs. On en trouve dans les systèmes d'alimentation des salles informatiques, par exemple.

### I.10.3 Puissance des pas de régulation

- ✓ En fonction de la mesure du '**cos phi**' ou '**tg phi**', on enclenche ou déclenche des éléments condensateurs dont la puissance en kVAr doit permettre de suivre au plus près l'évolution du '**cos phi**' souhaité.
- ✓ Il faut choisir des pas de régulation suffisamment faibles de manière à éviter la sous ou sur-compensation.

### I.10.4 Résistances de décharges

- ✓ Des précautions seront également prises pour l'appareil de protection des batteries de condensateur car des courants transitoires importants apparaissent à l'enclenchement et au déclenchement des batteries.
- ✓ Pour limiter ce phénomène, des résistances de décharge sont installées en parallèle sur la batterie de condensateurs.

## I.11 Conclusion

Un mauvais Cosinus Phi c.a.d qu'il n'y'a pas de compensation ou bien il y'a une mauvaise compensation conduit à:

- accroître les chutes de tension dans les câbles,
- augmenter les pertes par effet joule lors du transport de l'énergie électrique
- entraîne une surfacturation par une surconsommation ou une pénalité
- dégrade la capacité de transport de l'énergie électrique par des câbles
- entraîne un surdimensionnement des installations neuves: câbles (section), transfo (S), etc...
- entraîne des renforcements prématurés des installations existantes
- Ne laisse pas de réserve de marche au secondaire du transformateur

L'amélioration du Cosinus Phi doit passer par l'installation d'un moyen de compensation qui constitue la solution la plus efficace : très généralement une ou plusieurs batteries de condensateurs (Véritable générateur d'énergie réactive : I en avance de  $90^\circ$  sur U réseau)

Donc, un dimensionnement correct des batteries de condensateurs est très important. Mais inversement une surcompensation se traduira par un renvoi d'énergie réactive capacitive vers le réseau qui sera également comptabilisée et facturée.

---

## **CHAPITRE II**

---

### **CALCUL DE LAOD FLOW**

---

## II.1 Introduction

La répartition des charges (load flow ou power flow) 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 interconnecté, 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.

La résolution du problème de la répartition des charges, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et générées ainsi que les pertes. Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de déterminer les conditions de l'exploitation 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 nœuds du système.
- La résolution numérique du système.

## II.2 Modélisation du système électrique

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

$$\begin{cases} I = Y \cdot V \\ I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot V_j, i = 1 \dots n, \end{cases} \quad (\text{II.1})$$

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

$$S_i = P_i + Q_i = V_i \cdot I_i^* \quad (\text{II.2})$$

$$S_i = P_i + Q_i = V_i^* \cdot \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot V_j \quad (\text{II.3})$$

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (\text{II.4})$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (\text{II.5})$$

Ou, en exprimant les tensions en forme cartésienne :

$$P_i = e_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) + f_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} f_j + B_{ij} e_j) \quad (\text{II.6})$$

$$Q_i = f_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) - e_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} f_j + B_{ij} e_j) \quad (\text{II.7})$$

$V_i, \theta_i$  : Le module et la phase de la tension au nœud i.

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

$G_{ij} + j*B_{ij}$  : L'élément complexe  $Y_{ij}$  de la matrice des admittances.

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

$e_i, f_i$  : La partie réelle et imaginaire de la tension au nœud i.

Chaque nœud est caractérisé par quatre variables :  $P_i, Q_i, V_i, \theta_i$ . Si on connaît deux des quatre variables en chaque nœud, les équations (II.4) et (II.5) nous permettent de déterminer les deux autres. En pratique, le problème se pose autrement. Pour cela il faut classifier les nœuds du système comme suit :

- Nœuds P-V. Pour ce type de nœuds, 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.

- Nœuds P-Q. Pour ce type de nœuds, 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.

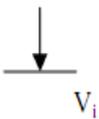
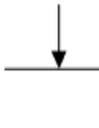
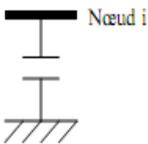
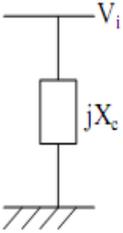
- Nœuds V-θ. Pour ce type de nœud on associe la centrale de production la plus puissante. Dans un nœud k (nœud de référence ou slack bus), on spécifie la phase et le module de la tension. Les valeurs à déterminer sont les puissances active et réactive [7].

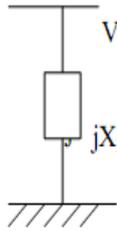
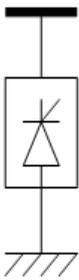
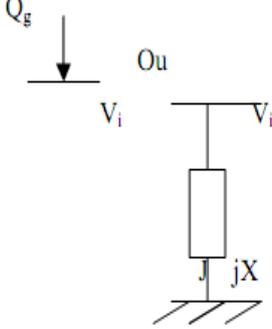
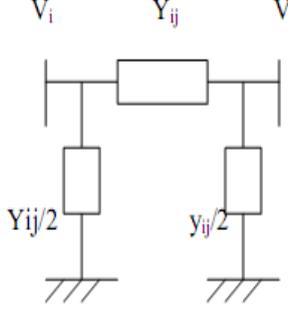
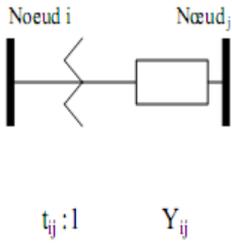
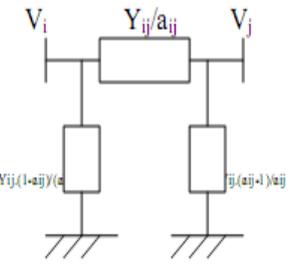
En résumé, le problème se pose sous la forme suivante :

Type de nœud	Variables connues					
	$P_{con}$	$Q_{con}$	$P_{gen}$	$Q_{gen}$	$V$	$\theta$
Slack	* 0	* 0			*	*
Nœud P-Q	*	*	* 0	* 0		
Nœud P-V	* 0	* 0	*		*	

La modélisation des différents paramètres du réseau est représentée dans le tableau II.1.

**Tableau II.1** : Modélisation des paramètres du réseau.[8]

Composants	Symbole	Représentation	Observation
Générateurs	 Nœud i	$P_{gi}, Q_{gi}$ 	Puissances active et réactives générées.
Compensateurs Synchrones	 Nœud i	$P_{gi}=0, Q_{gi}$ 	Puissance réactive générée.
Capacités shunts	 Nœud i		Considérées comme impédance capacitive constante au nœud i, où comme puissance réactive injectée.

<p>Self shunt ( reactance)</p>			<p>Considérée comme impédance inductive constante ou comme puissance réactive injectée.</p>
<p>Compensateurs statiques (SVC).</p>			<p>La puissance réactive des compensateurs statiques (SVC), peut être calculée, à tension fixe au nœud i.</p>
<p>Lignes du réseau</p>			
<p>Transformateur avec régleur en charge (taps)</p>			
<p>La charge</p>			<p>Les puissances active et réactive, sont fixes.</p>

## II.3 Classification des variables et des contraintes d'un système [7]

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.

### II.3.1 Classification des variables

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

$P_{ci}, Q_{ci}$  : Puissances active et réactive consommées au nœud  $i$ .

$P_{gi}, Q_{gi}$  : Puissances active et réactive générées au nœud  $i$ .

$V_i$  : Module de la tension au nœud  $i$ .

$\theta_i$  : Angle de phase au nœud  $i$ .

Ces variables sont généralement divisées en trois groupes :

- Les variables incontrôlables : Ce sont les puissances actives et réactive liées à la consommation. Ces variables sont représentées par un vecteur  $P$ .
- 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 nœuds de génération ou les rapports de transformation des transformateurs avec régulateur en charge, comme variable de contrôle. Ces variables sont représentées par un vecteur  $U$ .
- Les variables dépendantes ou d'état : Les tensions en module et en phase représentant l'état du système. Ces variables sont représentées par un vecteur  $X$ .

### II.3.2 Classification des contraintes

Contrairement aux objectifs, les contraintes sont faciles à définir, parce qu'elles sont liées à la nature physique des éléments du réseau. On distingue les contraintes sur les variables dépendantes, dites contraintes de sécurité et contraintes sur les variables indépendantes. Lors d'une répartition des charges ou une optimisation, les

contraintes doivent être vérifiées exactement, ce qui constitue un avantage dans la plupart des résultats obtenus.

### II.3.2.1 Contraintes sur les variables dépendantes

Les contraintes liées à la sécurité des réseaux sont généralement :

#### ➤ Contraintes d'équilibre entre la production et la consommation

En régime normal, et à tout moment, l'égalité entre la production et la consommation des puissances active et réactive doit être assurée, soit :

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_{gi} = \sum_{i=1}^{n_c} P_{ci} - P_L \quad (\text{II.8})$$

$P_L$ : Pertes actives totales.

$n_c$  : Nombre de nœuds de consommation.

$n_g$  : Nombre de nœuds de génération.

Toute atteinte à cet équilibre se répercute sur la valeur de la fréquence et les tensions du réseau.

#### ➤ Contraintes sur les modules de la tension

Les conditions d'exploitation des réseaux fixent les limites :

- des tensions maximales par la tenue diélectrique du matériel et la saturation des transformateurs.
- des tensions minimales par l'augmentation des pertes et le maintien de la stabilité des alternateurs. On aura pour tous les nœuds, la condition suffisante et nécessaire à savoir :

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, i = 1 \dots n \quad (\text{II.9})$$

Avec :

$V_i$  : Module de la tension au nœud  $i$ .

$V_i^{min}$ ,  $V_i^{max}$  : Respectivement limites minimale et maximale de la tension.

Le respect des contraintes de tension est d'une importance primordiale pour la sécurité d'exploitation et du matériel. Une violation de la limite supérieure que l'on observe parfois en faible charge peut constituer un danger pour l'isolation du matériel. Par ailleurs, des tensions trop basses nuisent à l'exploitation rationnelle du réseau, et peuvent conduire à son écroulement.

➤ **Contraintes sur la capacité de transit de la ligne**

La puissance transitée dans une ligne ne doit, en aucun cas, dépasser la limite maximale,

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{max} \quad (\text{II.10})$$

Avec :

$$S_{ij} = (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)^{1/2} \quad (\text{II.11})$$

$S_{ij}$  : Puissance apparente transitée dans la ligne i - j.

$S_{ij}^{max}$  : Puissance apparente maximale transitée dans la ligne i - j.

$P_{ij}$  : Puissance active transitée dans la ligne i - j.

$Q_{ij}$  : Puissance réactive transitée dans la ligne i - j.

En général, à partir des contraintes des puissances transitées, nous déterminons les contraintes de courant correspondant aux lignes et aux transformateurs. On limite les courants transités pour des raisons de surcharge et de stabilité

### II.3.2.2 Contraintes sur les variables indépendantes

Ces contraintes sont liées à la nature physique des éléments du réseau, soit :

➤ **Contraintes sur la production**

La puissance produite par chaque groupe est bornée supérieurement par la puissance maximale qu'il peut fournir et inférieurement par le minimum, qui est conditionnée par le rendement de ce groupe et les contraintes sur la turbine. Pour tous les nœuds de production, les contraintes active et réactive sont :

$$P_i^{g,min} \leq P_i^g \leq P_i^{g,max} \quad (\text{II.12})$$

$$Q_i^{g,min} \leq Q_i^g \leq Q_i^{g,max} \quad (\text{II.13})$$

$$i = 1, \dots, n_g$$

➤ **Contraintes sur les rapports de transformation**

Le rapport de transformation des transformateurs avec régleur en charge, peut varier selon la position du régleur. Ce dernier doit être limité entre deux bornes minimale et maximale, soit :

$$a_k^{min} \leq a_k \leq a_k^{max} \quad (\text{II.14})$$

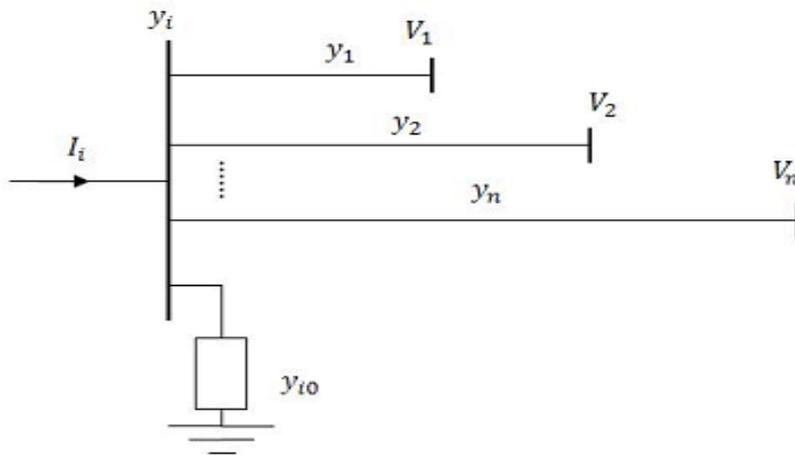
$$k = 1, \dots, n_t$$

$n_t$  : Nombre de transformateur.

## II.4 Résolution par la méthode de NEWTON-RAPHSON

### II.4.1 Matrice des admittances

Pour un nœud typique de système représenté dans la figure (II.1)



**Figure II.1:** Jeu de barre typique d'un système électrique [9]

On applique la loi de Kirchhoff à ce jeu de barre, on aura

$$I_i = y_{i0}V_i + y_{i1}(V_i - V_1) + y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + y_{in}(V_i - V_n) \quad (\text{II.15})$$

Ou bien

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j, \quad j \neq i \quad (\text{II.16})$$

En posant

$$Y_{ii} = \sum_{j=0}^n y_{ij} \quad j \neq i \quad (\text{II.17})$$

Et

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (\text{II.18})$$

On peut écrire les équations de ce système électrique sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11} & \cdots & \mathbf{Y}_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{n1} & \cdots & \mathbf{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{V}_n \end{bmatrix} \quad (\text{II. 19})$$

Ou encor sous forme condensée  $\mathbf{I}_{\text{bus}} = \mathbf{Y}_{\text{bus}} \mathbf{V}_{\text{bus}}$  (II. 20)

Tel que

$\mathbf{I}_{\text{bus}}$  : Vecteur des courants complexes des nœuds de dimension (n) (pris positifs lorsqu'ils circulent vers le réseau).

$\mathbf{Y}_{\text{bus}}$  : Matrice des admittances de dimension (n × n).

$\mathbf{V}_{\text{bus}}$  : Vecteur des tensions complexes des nœuds de dimension (n) mesurées par rapport au nœud de référence.

#### II.4.4.2 Equation de power flow

Les puissances actives et réactives peuvent s'écrire sous la forme

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (\text{II. 21})$$

$$\Rightarrow I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (\text{II. 22})$$

Substituons cette dernière équation dans (II.16)

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad (\text{II. 23})$$

A partir de cette formule il en résulte des équations non-linéaires de sorte qu'une résolution basée sur une méthode itérative, telle la technique de Newton -Raphson est nécessaire.

### II.4.4.3 Résolution

En raison de sa convergence quadratique, la méthode de Newton-Raphson converge rapidement indépendamment de la dimension du système. Dans la pratique, la méthode de Newton-Raphson est la méthode la plus efficace, mais il y a beaucoup de fonctions à évaluer dans chaque itération. [9]

L'équation (II.17) peut être écrite de la forme suivante

$$\mathbf{I}_i = \sum_{j=1}^n \mathbf{y}_{ij} \mathbf{V}_j \quad (\text{II. 24})$$

Ou bien sous forme polaire

$$\mathbf{I}_i = \sum_{j=1}^n |\mathbf{Y}_{ij}| |\mathbf{V}_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (\text{II. 25})$$

$$\mathbf{P}_i - j\mathbf{Q}_i = \mathbf{V}_i^* \mathbf{I}_i = |\mathbf{V}_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |\mathbf{Y}_{ij}| |\mathbf{V}_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (\text{II. 26})$$

On sépare les parties réelles et imaginaires

$$\mathbf{P}_i = \sum_{j=1}^n |\mathbf{Y}_{ij}| |\mathbf{V}_i| |\mathbf{V}_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{II. 27})$$

$$\mathbf{Q}_i = - \sum_{j=1}^n |\mathbf{Y}_{ij}| |\mathbf{V}_i| |\mathbf{V}_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{II. 28})$$

Les équations (II.27) et (II.28) constituent un ensemble des équations algébriques non linéaires à variables indépendantes, le module de tension est en pu et son argument en radian. Pour chaque nœud consommateur nous avons deux équations qui sont données par (II.27) et (II.28) , et une équation pour chaque nœud producteur, donné par(II.27) . On développe en série de Taylor les équations (II.27) et (II.28) et en négligeant les termes d'ordre supérieure à 1 on peut les écrire sous la forme

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_{m+2}^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^k}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_2^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2^k}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial P_2^k}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^k}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_n^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^k}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial P_n^k}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_{m+2}^k}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_{m+2}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{m+2}^k}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial Q_{m+2}^k}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^k}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_n^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^k}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial Q_n^k}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta V_{m+2}^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta V_n^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{II.29})$$

Dans le système (II.29) le nœud N° 1 est considéré comme nœud de référence. La matrice Jacobienne donne une relation linéaire entre les petites variations de l'angle  $\Delta \delta_i^{(k)}$  et le module de la tension  $\Delta V_i^{(k)}$  avec des petites variations de la puissance active  $\Delta P_i^{(k)}$  et réactive  $\Delta Q_i^{(k)}$ . Les éléments de la matrice jacobienne sont les dérivées partielles de (II.27) et (II.28), évalués à  $\Delta \delta_i^{(k)}$  et  $\Delta V_i^{(k)}$ . On peut écrire le système (II.29) sous la forme condensée suivante

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{pmatrix} \quad (\text{II.30})$$

Pour les nœuds producteurs, les modules des tensions sont connus. Si m nœuds sont producteurs, alors m équations et leurs colonnes correspondantes dans la matrice jacobienne sont éliminées.

Donc, il y'aura n-1 contraintes pour la puissance active et n-1-m contraintes pour la puissance réactive, et la matrice jacobienne sera d'ordre  $(2n-2-m) \times (2n-2-m)$ .

Les termes  $\Delta P_i^{(k)}$  et  $\Delta Q_i^{(k)}$  connus sous le nom puissances résiduelles sont les différences entre les puissances planifiées  $P_i^{\text{sch}}$  et  $Q_i^{\text{sch}}$  et les puissances calculées de l'itération k, ils sont donnés par

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{\text{sch}} - P_i^{(k)} \quad (\text{II.31})$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{\text{sch}} - Q_i^{(k)} \quad (\text{II.32})$$

Les nouvelles valeurs estimées pour un nœud i sont

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (\text{II.33})$$

$$V_i^{(k+1)} = V_i^{(k)} + \Delta V_i^{(k)} \quad (\text{II. 34})$$

#### II.4.4.4 Algorithme de résolution

L'algorithme de résolution des équations de « power flow » par la méthode de Newton-Raphson est la suivante :

- 1- Pour les nœuds de charge, où  $P_i^{\text{sch}}$  et  $Q_i^{\text{sch}}$  sont spécifiés, le module de la tension et sa phase sont égales à ceux de nœud balancier, où  $V_i^0=1.0$  et  $\delta_k^0=0.0$ . Pour les nœuds producteurs, où  $V_i$  et  $P_i^{\text{sch}}$  sont spécifiés, la phase de tension est égal à celle de nœud balancier, où  $\delta_i^{(0)} = 0.0$ .
- 2- Pour les nœuds de charge,  $P_i^{(k)}$  et  $Q_i^{(k)}$  sont calculées par (II.27) et (III.28) et  $\Delta P_i^{(k)}$  et  $\Delta Q_i^{(k)}$  de (II.31) et (II.32).
- 3- Pour les nœuds producteurs,  $P_i^{(k)}$  et  $Q_i^{(k)}$  sont calculés par (II.27) et (II.28) respectivement.
- 4- Les éléments de la matrice jacobienne sont calculés à partir de (II.27) et (II.28).
- 5- Le système (II.29) est directement résolu.
- 6- La nouvelle valeur du module de tension et sa phase se calcul par (II.33) et (II.34).
- 7- Le processus continu jusqu'à avoir la précision désirée.

$$\left| \Delta P_i^{(k)} \right| \leq \varepsilon \quad (\text{II. 35})$$

$$\left| \Delta Q_i^{(k)} \right| \leq \varepsilon \quad [9] \quad (\text{II.36})$$

## II.5 Conclusion

L'importance de l'étude de la répartition des charges est capitale pour l'obtention de tous les paramètres du réseau électrique. Parmi les méthodes de résolution, on a choisit la méthode de Newton-Raphson. Cette dernière a été appliquée dans différents réseaux.

---

---

## **CHAPITRE III**

---

---

# **FORMULATION DU PROBLEME ET METHODE D'OPTIMISATION**

---

---

### III.1 Introduction

Le problème de placement de condensateur considère des contraintes de fonctionnement pratiques des condensateurs; la croissance de charge, la capacité du conducteur et les contraintes attachées d'avant de la tension à différents niveaux de charge pour réduire au minimum la charge de placement de condensateurs et de déperdition d'énergie de système.

Les condensateurs sont souvent installés dans le système de distribution pour que la compensation de puissance réactive effectue la réduction des pertes, de puissance et d'énergie, le réglage de tension, l'amélioration de sécurité de système. Les avantages économiques du condensateur dépendent principalement d'où et combien de condensateurs sont installés et des arrangements appropriés de commande des condensateurs à différents niveaux de charge dans le système de distribution.

### III.2 Méthode d'optimisation

L'optimisation est un outil important dans la science de décisions et dans l'analyse des systèmes physiques. Nous devons d'abord identifier un objectif. Ceci est une mesure quantitative de la performance du système. Cet objectif pourrait être : bénéfique, temps, énergie potentielle, ou toute autre quantité ou combinaison des quantités qui peut être représentée par un seul nombre. L'objectif dépend de certaines caractéristiques du système, appelées des variables ou des inconnus. Notre but est de trouver des valeurs des variables qui optimisent l'objectif [10].

#### III.2.1 Définition du problème d'optimisation

Un problème d'optimisation est défini par un espace d'état, une ou plusieurs fonction(s) objectif(s) et un ensemble de contraintes [11].

**L'espace d'état** est défini par l'ensemble des domaines de définition des variables du problème. Dans la plupart des problèmes, cet espace est fini car la méthode de résolution utilisée a besoin de travailler dans un espace restreint. Cette limitation n'est pas problématique car lorsqu'un problème est posé, le décideur précise un domaine de valeurs envisageable à chacune des variables. De plus, pour des raisons opératoires et de temps de calcul, il est préférable de travailler sur des domaines finis.

**Les variables** du problème peuvent être de nature divers (réelle, entier, booléenne, etc.) et exprimer des données qualitatives ou quantitatives.

**Une fonction objectif** représente le but à atteindre pour le décideur (minimisation de coût, de durée, d'erreur, etc.). Elle définit un espace de solutions potentielles au problème.

L'ensemble de contraintes définit des conditions sur l'espace d'état que les variables doivent satisfaire. Ces contraintes sont souvent des contraintes d'inégalité ou d'égalité et permettent en général de limiter l'espace de recherche.

**Une méthode d'optimisation** recherche le point ou un ensemble d'espace des états possibles qui satisfait au mieux un ou plusieurs critère(s). Le résultat est appelé valeur optimale ou optimum.

### III.2.2 Choix d'une méthode

La nature des variables, les domaines de définition et les critères à optimiser ont une grande influence sur le choix de la méthode d'optimisation.

Pour notre travail on a choisi la méthode de gradient.

### III.2.3 La Méthode de gradient

Historiquement, les méthodes de gradients sont les plus anciennes. Elles permettent de résoudre des problèmes non linéaires [11] et sont basées sur une hypothèse forte : la connaissance de la dérivée de la fonction objective en chacun des points de l'espace. Cette famille de méthodes procède de la façon suivante :

On choisit un point de départ  $x_0$  et on calcule le gradient  $\nabla f(x_0)$  en  $x_0$ . Comme le gradient indique la direction de plus grande augmentation de  $f$ , on se déplace d'une quantité  $\lambda_0$  dans le sens opposé au gradient et on définit le point  $x_1$

$$x_1 = x_0 - \lambda_0 \frac{\nabla f(x_0)}{\|\nabla f(x_0)\|} \quad (\text{III.1})$$

Cette procédure est répétée et engendre les points  $x_1, x_2, \dots, x_k$ . Ainsi, pas à pas, la distance entre le point d'indice  $k$  et l'optimum diminue.

$$x_{k+1} = x_k - \lambda_k \frac{\nabla f(x_k)}{\|\nabla f(x_k)\|} \quad \text{Où } \forall k, \lambda_k > 0 \quad (\text{III.2})$$

$\lambda_k$  : est le pas de déplacement à chaque itération.

Si  $\lambda_k$  est fixé, on parle de méthode de gradient à pas prédéterminé. L'inconvénient de cette procédure est que la convergence est très dépendante du choix du pas de déplacement. La convergence peut être très lente si le pas est mal choisi l'intérêt de cette méthode est de pouvoir se généraliser aux cas de fonction non partout différentiables.

Actuellement, la méthode la plus usitée de cette famille est la méthode de la plus forte pente. Elle permet de se libérer du choix d'un  $\lambda_k$  mais elle introduit un critère d'arrêt. Le but de cette méthode est de minimiser la fonction de  $\lambda$  :

$$g(\lambda) = f(x_k - \lambda \nabla f(x_k)) \quad (\text{III.3})$$

### III.2.4 Algorithme de la méthode

Algorithme de la plus forte pente :

- a) Choisir un point de départ  $x_0$  et faire  $k = 0$
- b) A l'itération  $k$  :  $d_k = \lambda \nabla f(x_k)$

Recherche  $\lambda_k$  tel que  $f(x_k + \lambda_k d_k) = \text{Min}\{f(x_k + \lambda d_k)\}$  pour  $\lambda > 0$

- c) Si le test d'arrêt est vérifié alors fin si non  $k \leftarrow k + 1$  et retourner en b)

L'algorithme de la plus forte pente est à la base de l'algorithme de Hill-Climbing appelé également algorithme de descente de gradient [11].

## III.3 Management de puissance réactive [3]

Pour qu'un dispositif de compensation aide à améliorer le fonctionnement du réseau, il doit être correctement dimensionné et correctement installé. La gestion des différentes sources de puissance réactive dans un réseau fait appel au management de puissance réactive.

Le management de la puissance réactive peut être défini comme étant le contrôle des tensions des générateurs, des prises variables des transformateurs, des différents compensateurs existants, ainsi que la disposition de nouvelles sources de puissance

réactive de manière à améliorer le fonctionnement du réseau, en termes de coût et de profil de tension.

Le management de la puissance réactive en régime permanent et dans les conditions dynamiques, peut être divisé comme suit [3]:

1. **planification de la puissance réactive** : concerne l'installation et la suppression des équipements de puissance réactive dans le réseau, afin d'améliorer son fonctionnement. Typiquement, cet effort est effectué pour les conditions futures du système dans plusieurs mois ou plusieurs années.
2. **planification du fonctionnement du système** : concerne l'amélioration du fonctionnement des équipements de puissance réactive existants. Cette planification est exécutée pour les conditions des systèmes anticipés pour plusieurs jours à un an au futur.
3. **répartition et contrôle de la puissance réactive** : elle détermine le fonctionnement des compensations, et la qualité de puissance réactive à injecter dans le réseau en temps réel.

Le terme équipement fait référence aux compensateurs ainsi qu'aux équipements de contrôle et de communication requises pour permettre un contrôle en temps réel.

Les équipements de compensation de la puissance réactive qui doivent être installés, supprimés ou contrôlés incluent : les condensateurs shunt commutables, les réactances shunt, les compensateurs statiques, les alternateurs ainsi que les prises des transformateurs.

Les équipements secondaires incluent : les appareillages de mesure, les relais de protection, le contrôle automatique (sub-station automation), les sectionneurs et les disjoncteurs, ainsi que les équipements de communication.

### **III.4 Planification de la puissance réactive [12]**

La planification de la puissance réactive est une fonction intégrante du management de la puissance réactive. L'objectif de la planification de la puissance réactive est de minimiser le coût d'investissement et de fonctionnement des équipements de puissance réactive nécessaires pour permettre au réseau de fonctionner de manière acceptable, dans les conditions futures.

Ce problème nécessite la détermination de l'installation optimale des équipements qui satisferait les différentes contraintes imposées au réseau.

### III.4.1 Coût de fonctionnement

Le coût de fonctionnement du réseau est estimé en termes de pertes actives dans un réseau électrique, qui peuvent être déterminées en utilisant le calcul d'écoulement de puissance.

### III.4.2 Coût d'investissement

Le coût d'investissement peut être considéré comme le coût des compensateurs installés ainsi que le coût d'exploitation. Le coût d'exploitation étant très faible par rapport au coût d'investissement.

### III.5 Choix des nœuds candidats

La fonction première d'un dispositif de compensation est de réduire l'écoulement réactif, afin de diminuer les pertes et d'améliorer le profil des tensions. Pour cela, les compensateurs doivent être installés le plus près possible des concentrations des nœuds de charge. Un tel emplacement présente les avantages suivants [13] :

- ✓ Permet de fournir un support de la tension, car ces nœuds sont souvent assez éloignés des centres de production.
- ✓ Permet d'isoler les charges des perturbations du réseau.

Mais, d'une façon générale, les nœuds candidats peuvent être déterminés en observant le comportement du réseau face aux conditions les plus défavorables qu'il peut subir, en effectuant un calcul d'écoulement de puissance.

### III.6 Formulation de problème (la fonction objective)

La fonction objective du problème peut être exprimée comme suit pour réduire au minimum les investissements en compensation de l'énergie réactive et les pertes [14]:

$$FO = f(z, w) = C(w) + \rho P(z, w) \quad \rho > 0 \quad (\text{III.4})$$

Avec :

Le vecteur d'état  $z$  du système est défini par:

$$z = (P_{Gi}, Q_{Gi}, V_i, \theta_i, T_k)$$

$$i = 1, \dots, N; \quad k = 1, \dots, N_t$$

$N$  : nombre total des nœuds dans le réseau,

$N_t$ : Nombre des régleurs en charge dans le système,

$P_{Gi}$  : Puissance active générée au nœud  $i$ ,

$Q_{Gi}$ : Puissance réactive générée au nœud  $i$ ,

$V_i$ : Module de la tension au nœud  $i$ ,

$\theta_i$ : Déphasage de la tension au nœud  $i$ ,

$T_k$ : Rapport de transformation du  $k$  ième régleur en charge.

$C(w)$  : Coût total de la compensation additionnelle

$\rho$  : Coût unitaire des pertes \$/MW

$P_{pertes} = P(z, w)$        $P(z, w)$ : représente les pertes totales du système

Le coût total de la compensation additionnelle est la somme du coût d'investissement et du coût d'exploitation et de maintenance [15] :

$$C(w) = C_i(w) + C_{em}(w) = C_c q_{injc} + C_r q_{injr} \quad (\text{III.5})$$

Où

$q_{injc}$  : représente la puissance réactive fournie par les capacités installés.

$q_{injr}$  : représente la puissance réactive absorbé par les selfs installés.

$C_c$  : est la somme des coûts unitaires d'investissement  $C_{ic}$  et des coûts d'exploitation et de maintenance  $C_{emc}$  de compensation additionnelle de type capacitive exprimée en \$/MVars

$$C_c = C_{ic} + C_{emc}$$

$C_r$  : est la somme des coûts unitaires d'investissement  $C_{ir}$  et des coûts d'exploitation et de maintenance  $C_{emr}$  de compensation additionnelle de type inductive exprimée en \$/MVars

$$C_r = C_{ir} + C_{emr}$$

Donc la formule générale de coût est la suivante :

$$C(w) = \sum_{i=1}^N C_i(w) = \sum_{i=1}^N (C_{ci} q_{injc\ i} + C_{ri} q_{injr\ i}) \delta_i \quad (\text{III.6})$$

Avec :

$$\delta_i = \begin{cases} 1 & \text{si } i \in \Omega \\ 0 & \text{autrement} \end{cases}$$

Et  $\Omega$  représente l'ensemble des nœuds candidats pour l'expansion de l'énergie réactive.

Le vecteur de décision  $w$  est donné par:

$$w = (q_{injc\ i} ; q_{injr\ i}), \quad i \in \Omega$$

Dans notre cas  $q_{injr\ i} = 0$  donc on peut écrire :

$$C(w) = \sum_{i=1}^N C_i(w) = \sum_{i=1}^N (C_{ci} q_{injc\ i}) \delta_i \quad (\text{III.7})$$

On peut écrire la fonction objective en fonction de la tension, en utilisant les étapes suivantes :

**Déterminations des pertes  $P(z, w)$ : en fonction des puissances réactives injectées  $q_{injc}$ :**

Dans un réseau les pertes s'expriment par :

$$P_{pertes} = P_{pertes} + j Q_{pertes} \quad (III.8)$$

Où :

$P_{pertes}$  : sont les pertes actives par effet Joule et ce sont ces pertes que l'on cherche à réduire car elles ont un coût.

$$P_{pertes} = P_{pertes} + j Q_{pertes} = \sum_{i \neq j=1}^N \sum_{j \neq i=1}^N I_i Z_{ij} I_j^* \quad (III.9)$$

$$\text{Avec } Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}$$

Ce qui donne pour les pertes actives

$$P_{pertes} = \frac{1}{2} \sum_{i \neq j=1}^N \sum_{j \neq i=1}^N I_i R_{ij} I_j^* \quad (III.10)$$

$$\text{Comme } R_{ij} = R_{ji}$$

$$P_{pertes} = \sum_{j=1}^N I_i R_{ij} I_j^*$$

Pour  $I_i = I_j$  donc :

$$P_{pertes} = \sum_{j=1}^N R_{ij} I_i^2$$

D'où on a la formule suivante :

$$P_{pertes} = \sum_{j=1}^N R_{ij} (P_i^2 + Q_i^2)/V_i^2 \quad (III.11)$$

Lorsqu'en injecte une quantité de l'énergie réactive  $q_{injc}$

$$P_{pertes} = \sum_{j=1}^N R_{ij} [(P_i^2 + (Q_i + q_{injc})^2)/(V_i + \Delta V_i)^2] \quad (III.12)$$

Par développement de la formule (III.12) on trouve :

$$P_{pertes} = \sum_{j=1}^N R_{ij} \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{(V_i + \Delta V_i)^2} + \sum_{j=1}^N R_{ij} \frac{2q_{injc,i} Q_i}{(V_i + \Delta V_i)^2} + \sum_{j=1}^N R_{ij} \frac{q_{injc,i}^2}{(V_i + \Delta V_i)^2}$$

(III.13)

Donc on peut écrire  $P_{pertes}$  sous la forme suivante :

$$P_{pertes} = a_2 q_{injc,i}^2 + a_1 q_{injc,i} + a_0 \quad (III.14)$$

Avec

$$a_0 = \sum_{j=1}^N R_{ij} \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{(V_i + \Delta V_i)^2}$$

$$a_1 = \sum_{j=1}^N R_{ij} \frac{2Q_i}{(V_i + \Delta V_i)^2}$$

$$a_2 = \sum_{j=1}^N \frac{R_{ij}}{(V_i + \Delta V_i)^2}$$

Pour un seul nœud candidat :

$$P_{pertes} = a_2 q_{injc}^2 + a_1 q_{injc} + a_0$$

Avec  $a_2$ ,  $a_1$  et  $a_0$  sont des constantes à déterminer à partir des résultats de calcul de l'écoulement de puissance.

De (III.4), (III.7) et (III.14) on a :

$$FO = \sum_{i=1}^N (C_{ci} q_{injc,i}) \delta_i + \sum_i^N (a_2 q_{injc,i}^2 + a_1 q_{injc,i} + a_0) \rho \quad (III.15)$$

### Détermination de Q injectée en fonction de la tension au nœud candidat :

La puissance réactive est en fonction du carré de la tension dans un nœud, mais pour des petites variations car on résout le problème numériquement par itération, on trouve qu'une petite variation du réactif en un nœud du réseau qui correspond à une petite quantité de puissance injectée on arrive aux expressions:

$$V_i = A_1 \cdot q_{injc,i} + A_0 \quad (III.16)$$

Donc :

$$q_{inj\ i} = (V_i - A_0) / A_1 \quad (III.17)$$

Avec  $A_1$  et  $A_0$  sont des constantes déterminer a partir des résultats de calcul de l'écoulement de puissance.

En fin

On remplace (III.17) dans la formule (III.15) on trouve la fonction objective finale suivante :

$$FO = \sum_i^N \delta_i C_{ci} (V_i - A_0) / A_1 + \sum_i^N \delta_i (a_2 [(V_i - A_0) / A_1]^2 + a_1 [(V_i - A_0) / A_1] + a_0) \rho \quad (III.18)$$

Et après la simplification en trouve l'expression générale de la fonction objective :

$$FO = \delta_i [\sum_i^N C_{ci} (K_0 \cdot V_i + K_1) + \sum_i^N (K_2 V_i^2 + K_3 V_i + K_4) \rho] \quad (III.19)$$

Avec :

$K_0 = \frac{1}{A_0}$	$K_1 = -\frac{A_0}{A_1}$	$K_2 = \frac{a_2}{A_1^2}$	$K_3 = -\frac{2a_2 A_0}{A_1^2} + \frac{a_1}{A_1}$	$K_4 = -\frac{a_1 A_0}{A_1} + \frac{A_0^2 a_2}{A_1^2} + a_0$
-----------------------	--------------------------	---------------------------	---	--

### III.7 Conclusions

Dans ce chapitre, la formulation mathématique globale du problème d'optimisation de compensation de l'énergie réactive dans un réseau électrique a été présentée. En plus de ça, un aperçu sur la méthode d'optimisation pour la résolution de ce problème, cette méthode est la méthode de gradient.

La méthode proposée est une méthode générale capable en principe de résoudre tous problèmes de Programmation non linéaire sous contraintes d'égalités ou d'inégalités.

---

---

## **CHAPITRE IV**

---

---

## **APPLICATION**

---

---

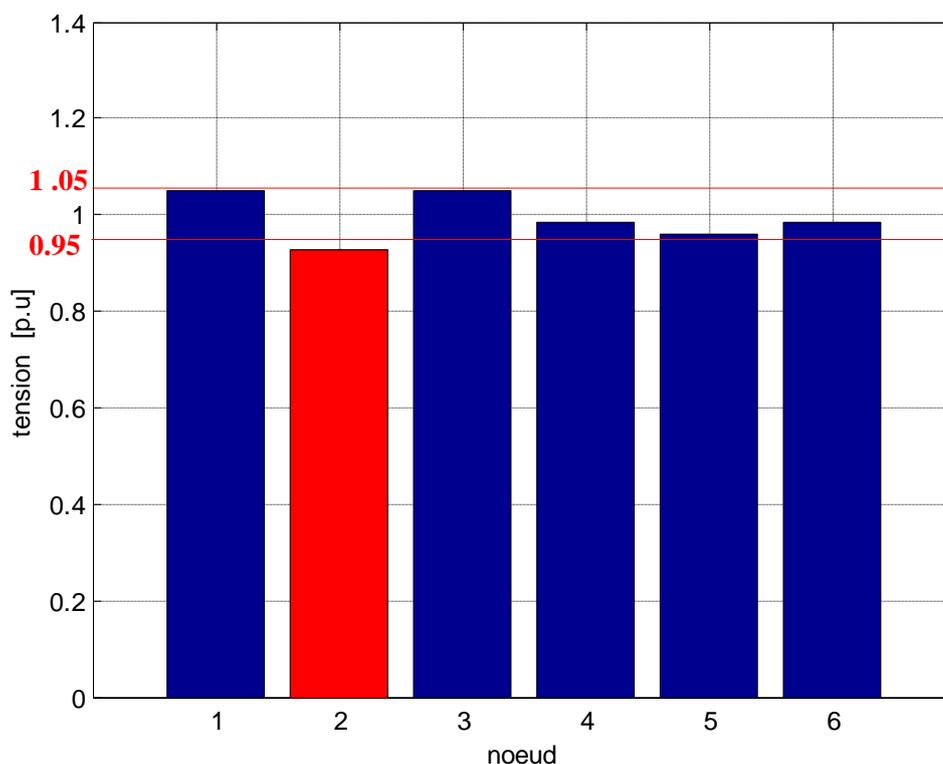
## IV Application

### IV.1 Introduction

Pour valider notre travail il faut faire des applications, pour cela nous avons fait deux applications sur deux réseaux standard : le réseau IEEE 6 nœuds et le réseau IEEE 14 nœuds. Pour chaque réseau on a choisit un seul nœud candidat, pour le réseau IEEE 6 nœuds on a choisit le nœud 2 et pour le réseau IEEE 14 nœuds le nœud 14, (les nœuds ou la tension est inférieure a la limite min acceptable).

### IV.2 Application sur le réseau 6 nœuds (Annexe A)

#### Les valeurs de la tension des différents nœuds avant la compensation



#### Déterminations des pertes $P(z, w)$ : en fonction des puissances réactives injectées $Q$ injectée :

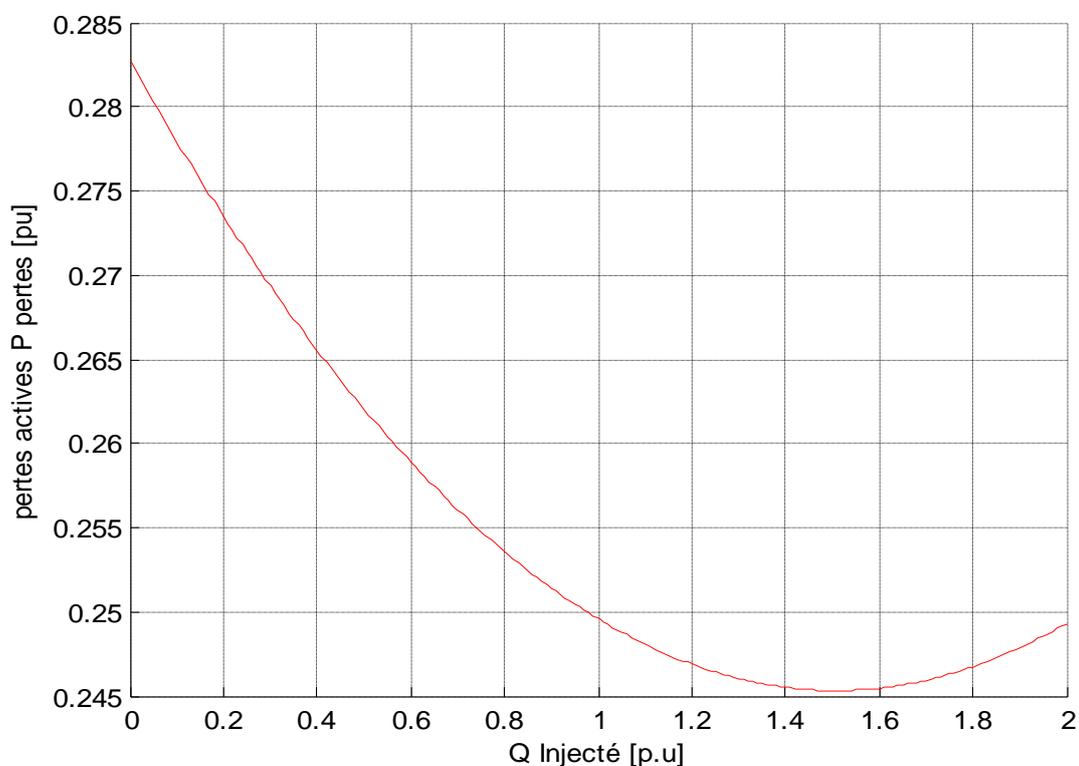
D'après les résultats de notre programme du MATLAB on a le tableau suivant

$q_{inj}$	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
$P_{pertes}$	0.286	0.265	0.269	0.275	0.261	0.262	0.255	0.259	0.258	0.254	0.248

1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
0.243	0.242	0.247	0.247	0.244	0.243	0.246	0.248	0.249	0.248

**Tableau IV.1** : les pertes totales en fonction de Q injectée (6 nœuds)

Et on fait une représentation graphique :



**Figure IV.1** : pertes actives en fonction de Q injectée (6 nœuds)

D'après la relation (III.14), on peut écrire les pertes actives  $P_{pertes}$  en fonction de Q injectée de la forme :

$$P_{pertes} = a_2 q_{inj}^2 + a_1 q_{inj} + a_0$$

Avec  $a_2$ ,  $a_1$  et  $a_0$  sont des constantes

Et d'après le graphe et le tableau on trouve :

$$a_2 = 0.016466$$

$$a_1 = -0.049657$$

$$a_0 = 0.282766$$

D'où :

$$P_{pertes} = 0.016466 q_{inj}^2 - 0.049657 q_{inj} + 0.282766 \quad (IV.1)$$

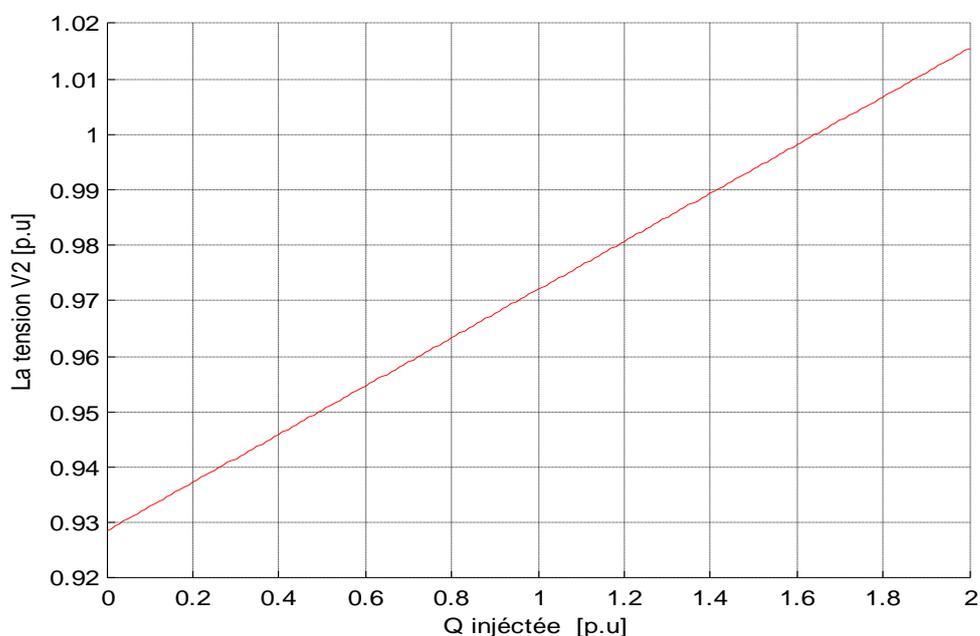
**Déterminations Q injectée en fonction de la tension au nœud candidat :**

D'après les résultats de notre programme du MATLAB on a le tableau suivant :

$q_{inj}$	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
$V_2$	0.927	0.942	0.930	0.941	0.946	0.942	0.962	0.955	0.967	0.960	0.973
	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	
	0.985	0.982	0.988	0.987	0.994	1.002	1.003	1.007	1.006	1.014	

**Tableau IV.2 :** la tension  $V_2$  en fonction de Q injectée (6 nœuds)

Et on fait une représentation graphique :



**Figure IV.2 :** la tension de nœud 2  $V_2$  en fonction de Q injectée (6 nœuds)

D'après la relation (III.17), on peut écrire la tension  $V_i$  en fonction de  $Q$  injectée de la forme :

$$V_i = A_1 \cdot q_i + A_0$$

Avec  $A_1$  et  $A_0$  sont des constantes

Et d'après le graphe et le tableau on trouve :

$$A_1 = 0.0435$$

$$A_0 = 0.9286$$

D'où :

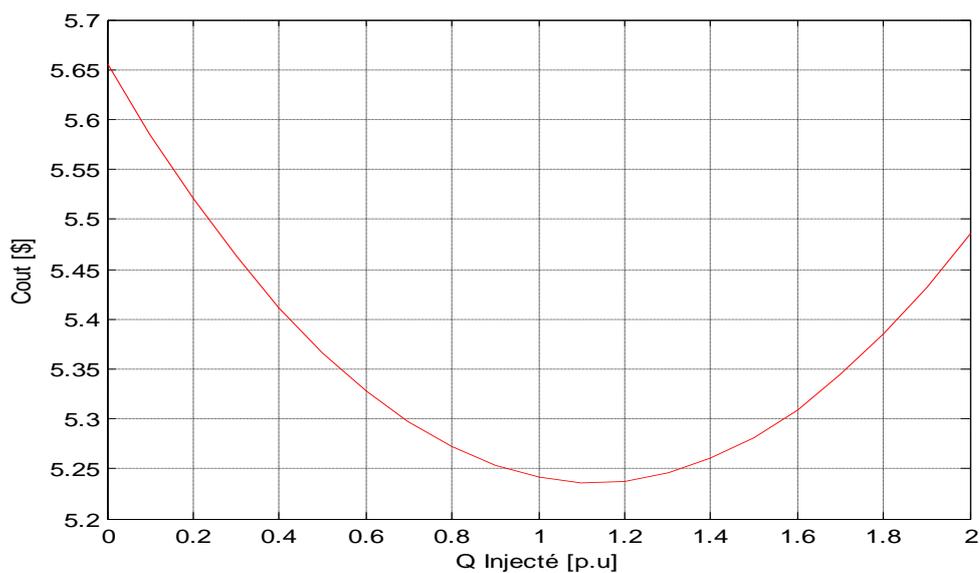
$$V_i = 0.0435 q_i + 0.9286$$

$$q_i = 22.988 V_i - 21.347 \quad (\text{IV.2})$$

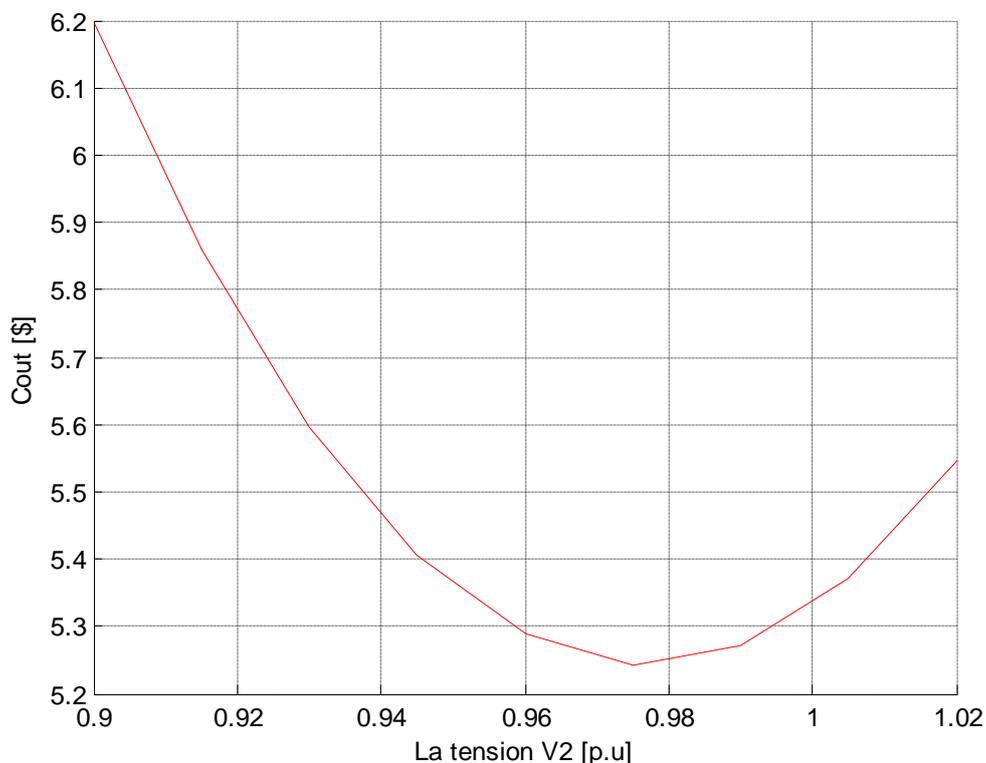
**La fonction objective :**

On remplace (IV.1) et (IV.2) dans l'équation (III.13) On trouve la fonction objective suivante :

$$\text{FO} = 161.7268 V_2^2 - 316.0121 V_2 + 159.5796$$



**Figure VI.3** : le coût total en fonction de  $Q$  injectée (6 nœuds)



**Figure IV.4** : le coût total en fonction de la tension de nœud 2(6 nœuds)

**Détermination de l'optimum par la méthode de gradient :**

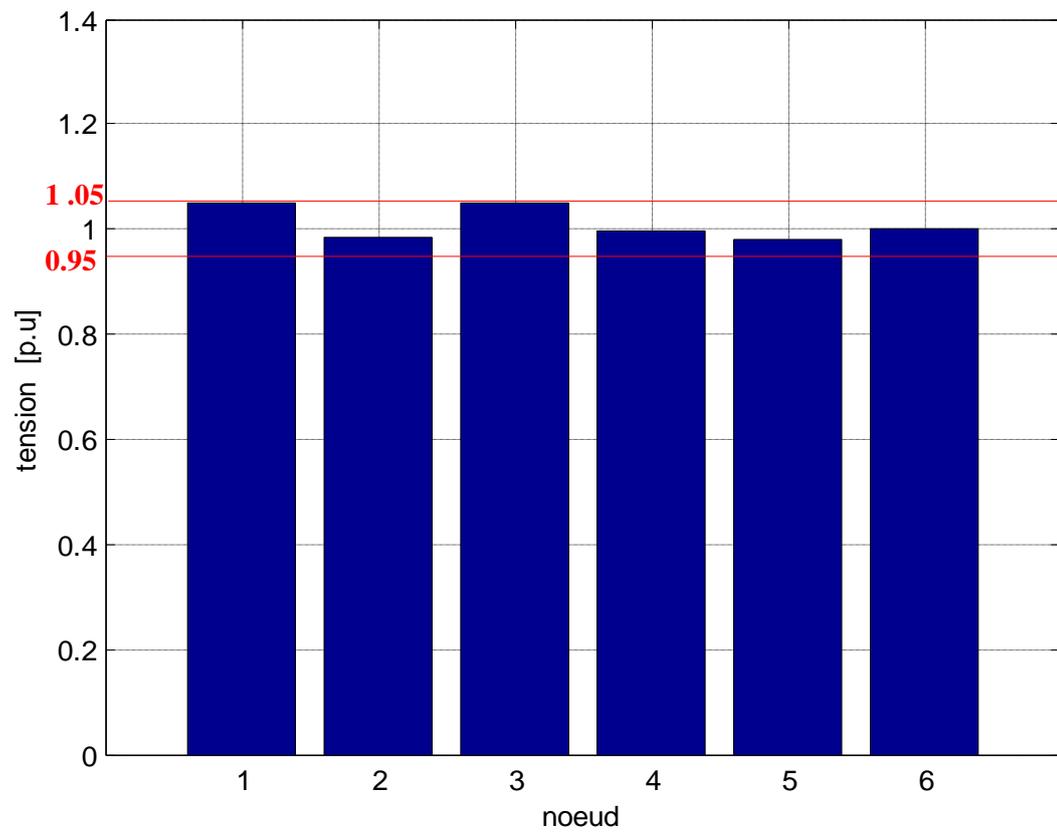
Après l'application de la méthode de gradient sur la fonction objective on trouve :

$q_{inj}$ min	<i>cout total</i>	Les pertes totales $P_{pertes}$	La tension au nœud 2 $V_2$
<b>1.1000</b>	<b>5.2364</b>	<b>0.2432</b>	<b>0.9850</b>

**Tableau IV.3:** données de charge et des pertes (6 nœuds)

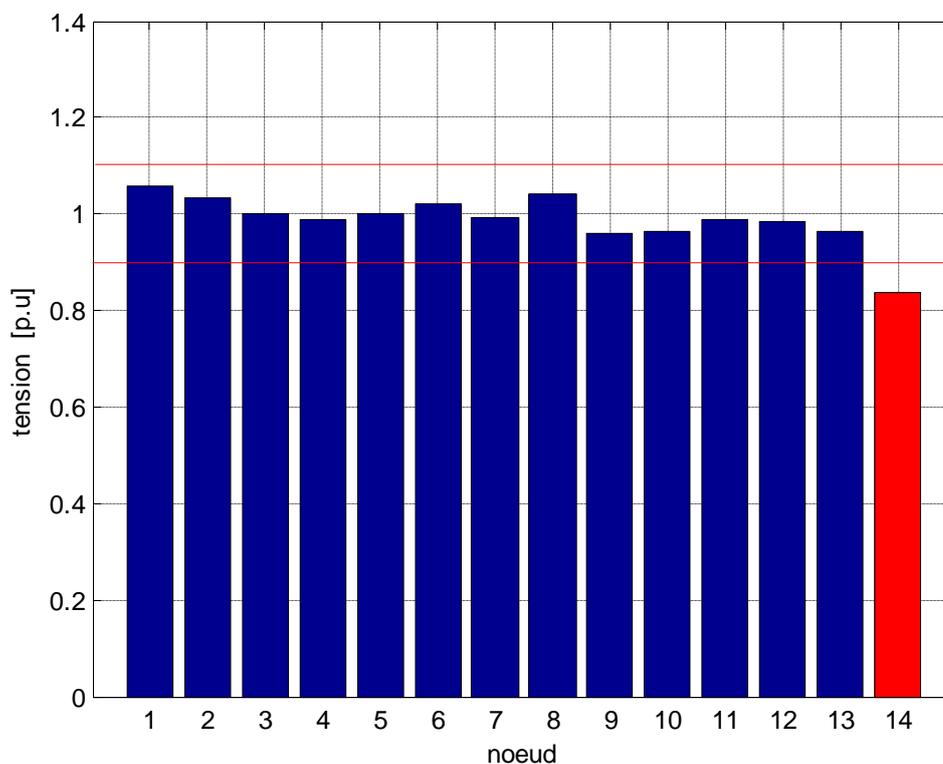
Nœuds	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Tension	<b>1.050</b>	<b>0.985</b>	<b>1.050</b>	<b>0.995</b>	<b>0.980</b>	<b>1.000</b>

**Tableau IV.4** : la tension dans chaque nœud (6 nœuds)

**Les valeurs de la tension des différents nœuds après la compensation**

### IV.3 Application sur le réseau 14 nœuds (Annexe B)

Les valeurs de la tension des différents nœuds avant la compensation :



Déterminations des pertes  $P(z, w)$ : en fonction des puissances réactives injectées  $Q$  injectée :

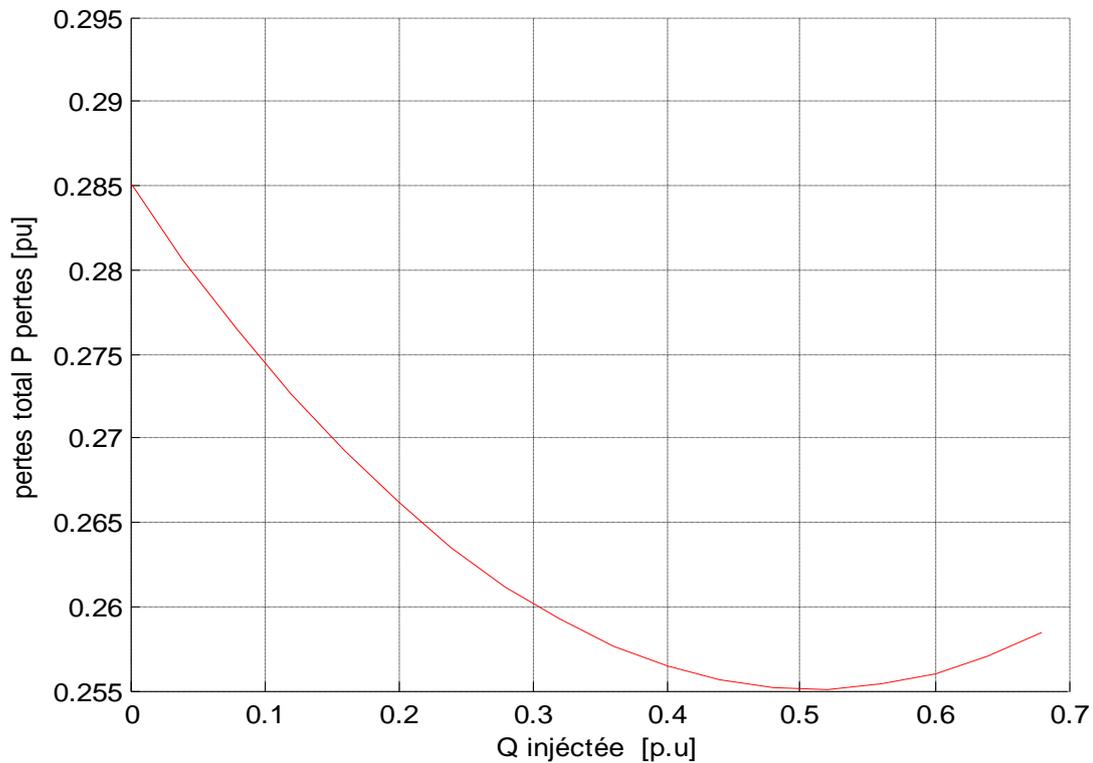
D'après les résultats de notre programme du MATLAB on a le tableau suivant :

$q_{inj}$	0.00	0.04	0.08	0.12	0.16	0.20	0.24	0.28	0.32
$P_{pertes}$	0.285	0.280	0.272	0.277	0.269	0.265	0.262	0.260	0.257

0.36	0.40	0.44	0.48	0.52	0.56	0.60	0.64	0.68
0.257	0.255	0.259	0.254	0.254	0.255	0.256	0.257	0.258

**Tableau IV.5** : les pertes totales en fonction de  $Q$  injectée (14 nœuds)

Et on fait une représentation graphique :



**Figure IV.5** : pertes actives en fonction de Q injectée (14 nœuds)

D'après la relation (III.14), on peut écrire les pertes actives  $P_{pertes}$  en fonction de Q injectée de la forme :

$$P_{pertes} = a_2 q_{inj}^2 + a_1 q_{inj} + a_0$$

Avec  $a_2$ ,  $a_1$  et  $a_0$  sont des constantes

Et d'après le graphe et le tableau on trouve :

$$a_2 = 0.115$$

$$a_1 = -0.1179$$

$$a_0 = 0.2851$$

D'où :

$$P_{pertes} = 0.1155 q_{inj}^2 - 0.1179 q_{inj} + 0.2851 \quad (\text{IV.3})$$

**Déterminations Q injectée en fonction de la tension au nœud candidat :**

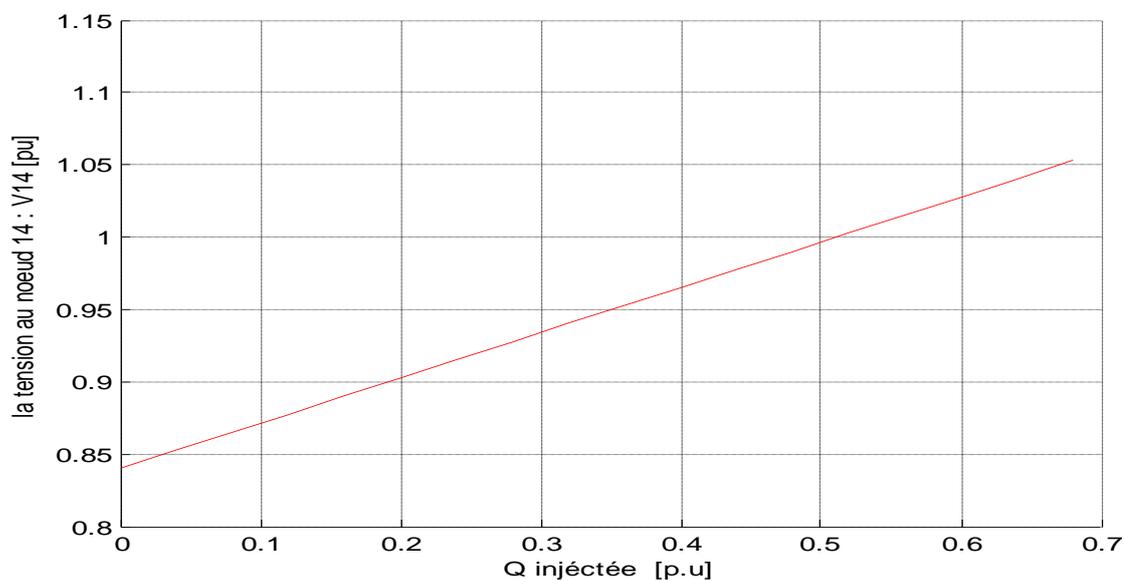
D'après les résultats de notre programme du MATLAB on a le tableau suivant :

$q_{inj}$	0.00	0.04	0.08	0.12	0.16	0.20	0.24	0.28	0.32	0.36	0.40
$V_{14}$	0.838	0.853	0.860	0.873	0.898	0.900	0.914	0.927	0.943	0.953	0.971

0.44	0.48	0.52	0.56	0.60	0.64	0.68
0.981	0.997	1.008	1.015	1.026	1.039	1.042

**Tableau IV.6 :** la tension  $V_{14}$  en fonction de Q injectée (14 nœuds)

Et on fait une représentation graphique :



**Figure IV.6 :** la tension de nœud 14  $V_{14}$  en fonction de Q injectée (14 nœuds)

D'après la relation (III.17), on peut écrire la tension  $V_i$  en fonction de Q injectée de la forme :

$$V_i = A_1 \cdot q_i + A_0$$

Avec :  $A_1$  et  $A_0$  sont des constantes

Et d'après le graphe et le tableau on trouve :

$$A_1 = 0.3128$$

$$A_0 = 0.8402$$

D'où :

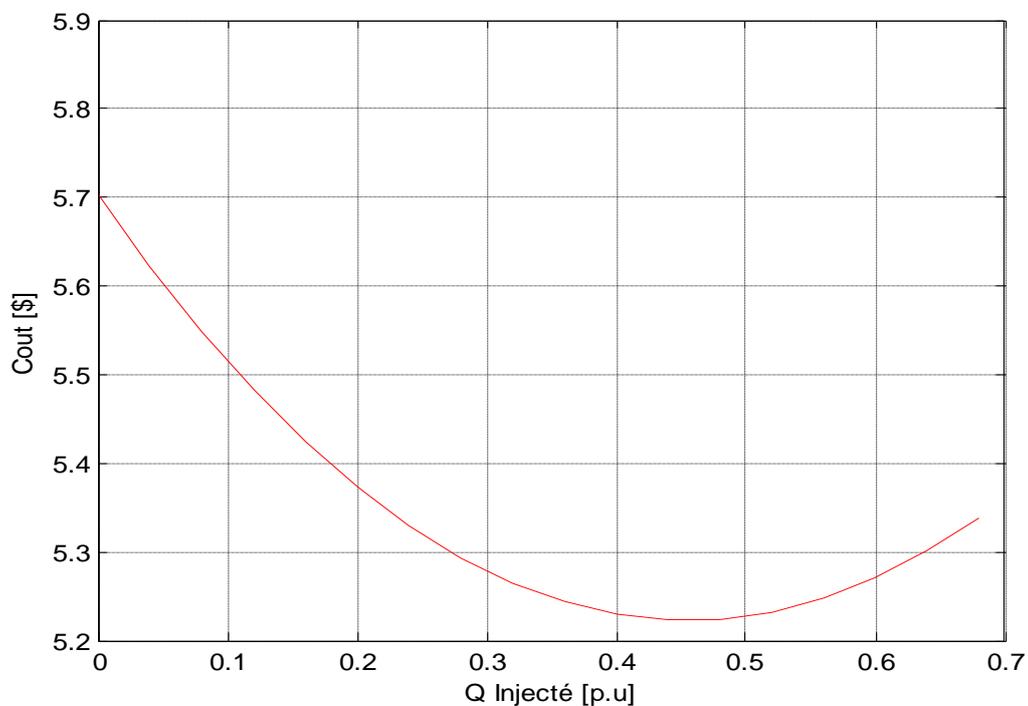
$$V_i = 0.3128q_i + 0.8402$$

$$q_i = 3.1969V_i - 2.6861 \quad (\text{IV.4})$$

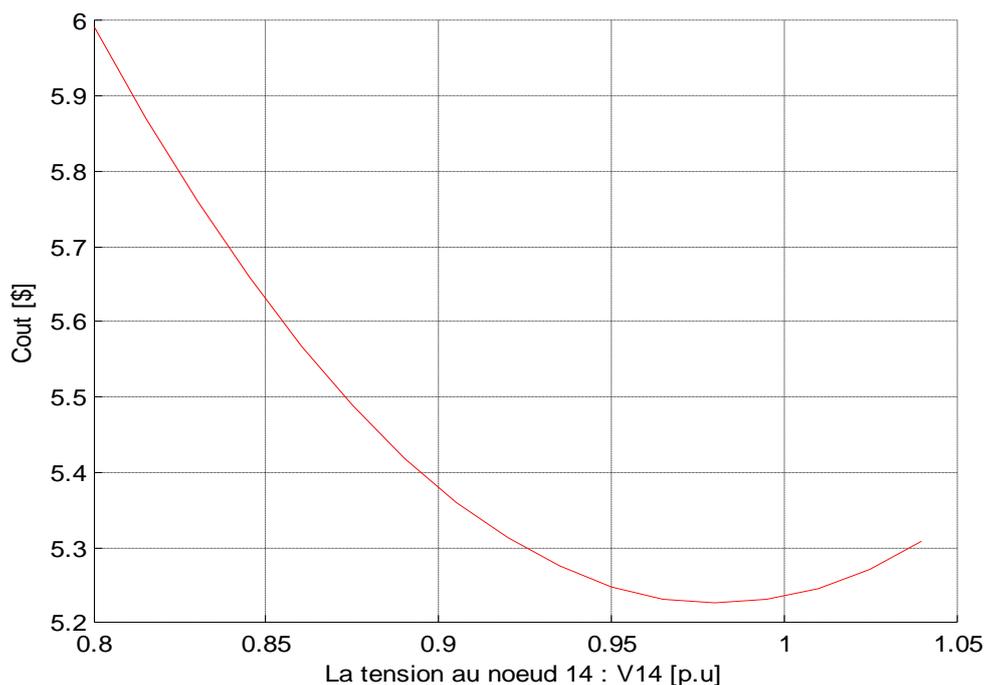
### La fonction objective :

On remplace (IV.3) et (IV.4) dans l'équation (III.13) on trouve la fonction objective suivant :

$$\text{FO} = 23.4571 V_{14}^2 - 46.0115 V_{14} + 27.7893$$



**Figure IV.7** : le coût total en fonction de Q injectée (14 nœuds)



**Figure IV.8** : le coût total en fonction de la tension de nœud 14 (14 nœuds)

**Détermination de l'optimum par la méthode de gradient :**

Après l'application de la méthode de gradient sur la fonction objective on trouve :

$q_{inj}$ min	<i>cout total</i>	Les pertes totales $P_{pertes}$	La tension au nœud 14 $V_{14}$
<b>0.4400</b>	<b>5.2230</b>	<b>0.2598</b>	<b>0.9810</b>

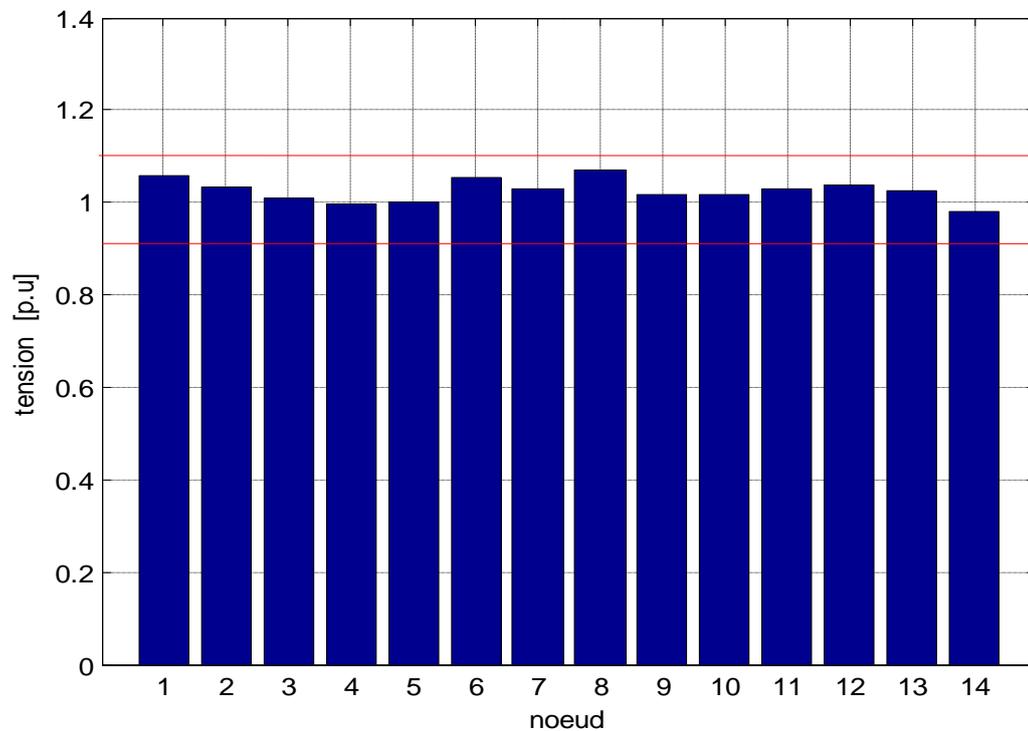
**Tableau IV.7:** données de charge et des pertes (14 nœuds)

Nœuds	1	2	3	4	5	6	7
Tension [pu]	<b>1.06</b>	<b>1.035</b>	<b>1.009</b>	<b>0.995</b>	<b>1.000</b>	<b>1.055</b>	<b>1.030</b>

8	9	10	11	12	13	14
<b>1.070</b>	<b>1.016</b>	<b>1.016</b>	<b>1.030</b>	<b>1.036</b>	<b>1.024</b>	<b>0.981</b>

**Tableau IV.8** : la tension dans chaque nœud (14 nœuds)

Les valeurs de la tension des différents nœuds après la compensation :



#### IV.4 Interprétation des résultats

Des résultats d'essai, nous avons les observations suivantes :

- Dans chaque cas, les tensions minimales et maximales sont dans la marge permise ( $\pm 5\%$ ) pour tous les différents niveaux de charge.
- La puissance injectée est optimale.
- Le coût est minimal.

## IV.5 Conclusion

Ce chapitre présente une application sur le problème d'optimisation de placement de condensateur dans un système électrique.

Ce problème est résolu par la méthode de gradient pour déterminer :

- Les endroits d'installation des condensateurs,
- Les types, le nombre et les tailles de condensateur.

L'efficacité et la simplicité de la méthode de gradient pour résoudre le problème d'optimisation du choix de l'emplacement de condensateur à été démontrée par les exemples numériques.

La configuration de compensateur ainsi trouvée permet d'éliminer les chutes de tension, toutes les tensions étant dans leurs limites inférieures.

---

---

# **CONCLUSION GENERALE**

---

---

---

## Conclusion générale

Dans ce travail, nous avons présenté la formulation mathématique globale pour une localisation optimale des moyens de compensation de l'énergie réactive dans un système d'énergie électrique. Le problème de planification de l'énergie réactive vise à maintenir l'intégrité du système fonctionnant en régime normal où il est assujéti à un ensemble d'incidents.

Cette formulation mathématique globale traduit un compromis entre coût d'investissement et d'exploitation des moyens de compensation et la sécurité et la qualité de service et la réduction par effet joule.

L'approche de résolution de ce compromis peut se traduire par un premier sous problème de fonctionnement qui n'est autre qu'un écoulement optimal de puissance. Ce premier niveau optimise les pertes actives du réseau tout en ajustant les variables de contrôle responsables de l'ajustement de la puissance réactive.

Le deuxième sous problème sert à optimiser le coût d'investissement et d'exploitation de la maintenance des moyens de compensation et le coût des pertes actives.

Dans notre travail, nous avons présenté un problème à déterminer les volumes de compensation nécessaire à l'amélioration de la sécurité de fonctionnement et la qualité de service, procédant à un calcul de Load Flow. Et passant par analyse de sensibilité pour améliorer le niveau de la tension.

Une méthode basée sur l'analyse de sensibilité a été utilisée pour choisir les endroits candidats pour installer les condensateurs et pour réduire l'espace de solution du problème.

Par la suite nous avons amélioré les résultats par résolution du problème de l'optimisation des volumes de compensation injecté.

Dans ce projet de fin d'étude, nous avons utilisé le MATLAB comme outil de programmation pour faire notre application, cette dernière a été réalisée sur deux réseaux de IEEE (IEEE 6 nœuds et IEEE 14 nœuds).

Afin de tester l'efficacité et la robustesse de l'algorithme que nous avons utilisé, il reste à tester ce travail sur un réseau réel de grande taille tel que le réseau national Algérienne.

---

---

# ANNEXES

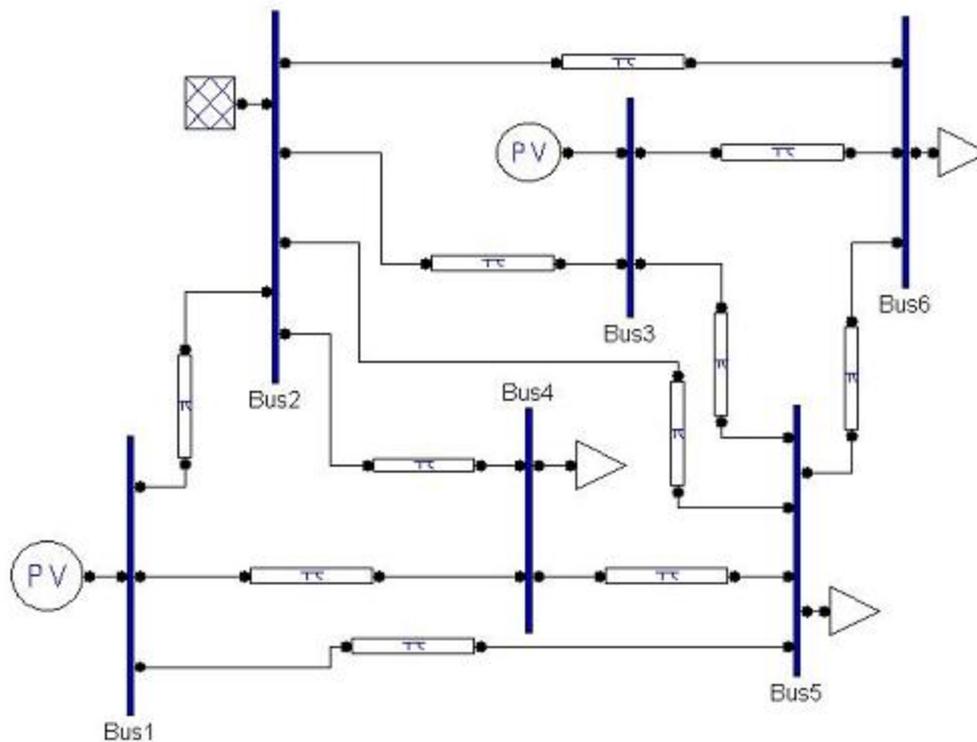
---

---

## Annexe A

Données de réseau IEEE 6 nœuds [16] :

A.1 schéma de réseau :



A.2 Etat de réseau :

Nœuds	6
Lignes	11
Générateurs	3
Charges	3

A.3 Données des nœuds :

➤ Données de nœud balancier :

Numéro de nœud	2
Puissance de base [MVA]	100
Tension de base [kV]	400
Module de tension [p.u]	1.05
Phase de tension [degré]	0

➤ **Données des nœuds producteurs :**

Numéro de nœud	1	3
Puissance de base [MVA]	100	100
Tension de base [kV]	400	400
Module de tension [p.u]	1.05	1.05
Puissance active [p.u]	0.9	0.6

➤ **Données des nœuds consommateurs :**

Numéro de nœud	4	5	6
Puissance de base [MVA]	100	100	100
Tension de base [kV]	400	400	400
Puissance active [p.u]	1.0	0.9	0.8
Puissance réactive [p.u]	0.7	0.6	0.5

**A .4 Données des lignes**

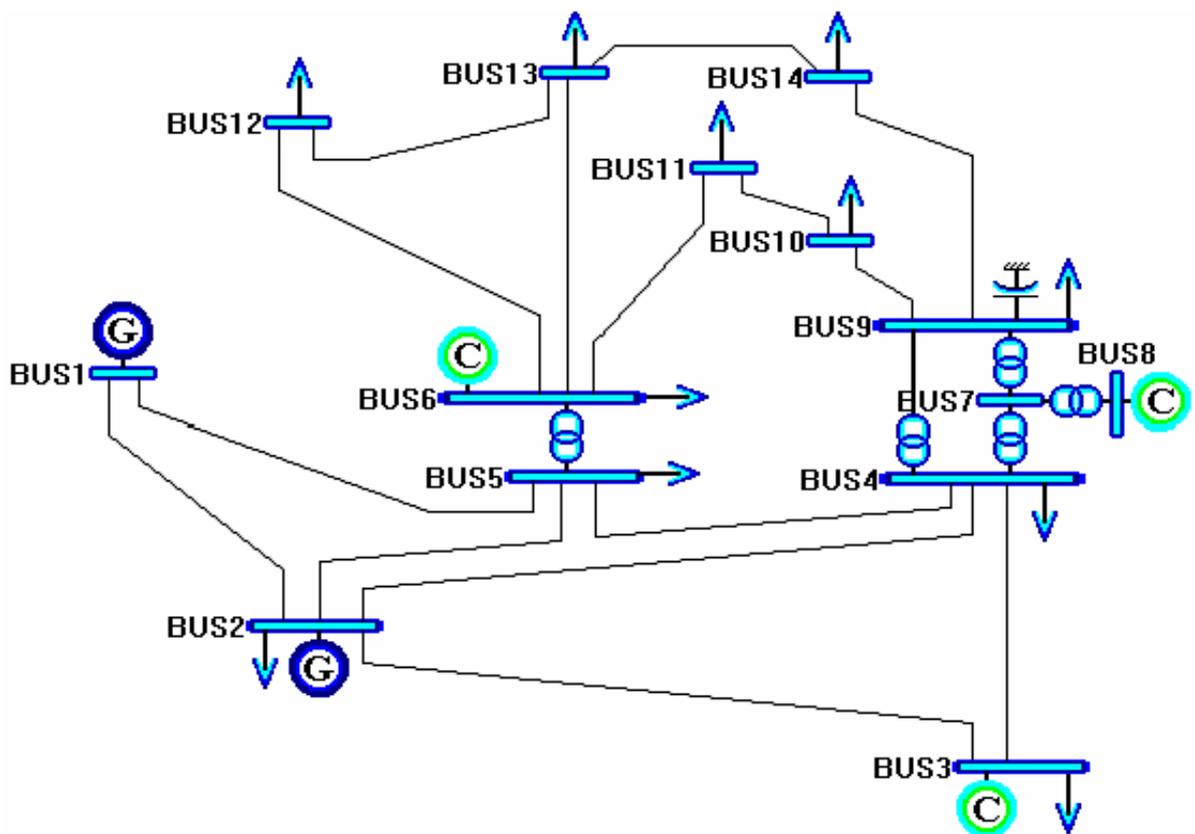
Numéro de ligne	Résistance [p.u]	Inductance [p.u]	Capacité [p.u]
2-3	0.05	0.25	0.06
3-6	0.02	0.1	0.02
4-5	0.2	0.4	0.08
3-5	0.12	0.26	0.05
5-6	0.1	0.3	0.06
2-4	0.05	0.1	0.02
1-2	0.1	0.2	0.04
1-4	0.05	0.2	0.04
1-5	0.08	0.3	0.06
2-6	0.07	0.2	0.05
2-5	0.1	0.3	0.04

**Remarque :  $S_B=100$  MVA**

## Annexe B

Données de réseau IEEE 14 nœuds [14] :

B.1 schéma de réseau :



B.2 Données des lignes

Désination de la ligne	Résistance[p.u]	Réactance[p.u]	Susceptance[p.u]
1-2	0.01938	0.05917	0.0264
1-5	0.05403	0.22304	0.0246
2-3	0.04699	0.19797	0.0219
2-4	0.05811	0.17632	0.0187
2-5	0.05695	0.17388	0.0170
3-4	0.06701	0.17103	0.0173
4-5	0.01335	0.04211	0.0064
4-7	0	0.20912	0
4-9	0	0.55618	0
5-6	0	0.25202	0
6-11	0.09498	0.19890	0
6-12	0.12291	0.25581	0
6-13	0.06615	0.13027	0

7-8	0	0.17615	0
7-9	0	0.11001	0
9-10	0.03181	0.08450	0
9-14	0.12711	0.27038	0
10-11	0.08205	0.19207	0
12-13	0.22092	0.19988	0
13-14	0.17093	0.37802	0

### B.3 Données des nœuds

Numéro du nœud	Tension initiale		Génération		Charge	
	Module [p.u]	Angle de phase[deg]	MW	MVAr	MW	MVAr
1*	1.06	0	0	0	0.0	0.0
2	1.0	0	40	0	21.7	12.7
3	1.0	0	0	0	94.2	19.0
4	1.0	0	0	0	47.8	-3.9
5	1.0	0	0	0	7.6	1.6
6	1.0	0	0	0	11.2	7.5
7	1.0	0	0	0	0.0	0.0
8	1.0	0	0	0	0.0	0.0
9	1.0	0	0	0	29.5	16.6
10	1.0	0	0	0	9.0	5.8
11	1.0	0	0	0	3.5	1.8
12	1.0	0	0	0	6.1	1.6
13	1.0	0	0	0	13.5	5.8
14	1.0	0	0	0	14.9	5.0

\* :nœud balancier

### B.3 Données des transformateur

Désignation du transformateur	Rapport de transformation
4-7	0.978
4-9	0.969
5-6	0.932

### B.4 Données des condensateurs statiques

Numéro du nœud	Susceptance [p.u]
9	0.19

### B.5 Données des nœuds de régulation

Numéro du nœud	Module de tension [p.u]	Qmin[MVAr]	Qmax[MVAr]
2	1.045	-40	50
3	1.040	0	40
6	1.070	-6	24
8	1.090	-6	24

Remarque :  $S_B=100$  MVA

## Annexe C

### C.1 Résultats de compensation au niveau de nœud 2 de réseau IEEE 6 nœuds

Q <sub>inj</sub> (pu)	Coût Total (\$)	Pertes Active (MW)	Tension nœud 1 (pu)	Tension nœud 2 (pu)	Tension nœud 3 (pu)	Tension nœud 4 (pu)	Tension nœud 5 (pu)	Tension nœud 6 (pu)
<b>0.0</b>	5.6560	28.611	1.050	<b>0.927</b>	1.050	0.985	0.961	0.986
<b>0.1</b>	5.5849	26.590	1.050	<b>0.942</b>	1.050	0.961	0.965	0.985
<b>0.2</b>	5.5204	27.949	1.050	<b>0.930</b>	1.050	0.978	0.967	0.985
<b>0.3</b>	5.4625	27.594	1.050	<b>0.941</b>	1.050	0.993	0.970	0.993
<b>0.4</b>	5.4112	26.144	1.050	<b>0.946</b>	1.050	1.000	0.971	0.995
<b>0.5</b>	5.3664	26.242	1.050	<b>0.942</b>	1.050	0.982	0.970	0.995
<b>0.6</b>	5.3283	25.503	1.050	0.962	1.050	1.000	0.975	0.996
<b>0.7</b>	5.2967	25.914	1.050	0.955	1.050	0.960	0.964	0.989
<b>0.8</b>	5.2718	25.893	1.050	0.967	1.050	0.990	0.975	0.995
<b>0.9</b>	5.2534	25.480	1.050	0.960	1.050	0.968	0.971	0.995
<b>1.0</b>	5.2416	24.831	1.050	0.973	1.050	0.971	0.975	1.000
<b>1.1</b>	5.2364	24.323	1.050	0.985	1.050	0.995	0.980	1.000
<b>1.2</b>	5.2378	24.210	1.050	0.982	1.050	0.985	0.980	1.000
<b>1.3</b>	5.2458	24.724	1.050	0.988	1.050	0.981	0.980	1.000
<b>1.4</b>	5.2604	24.713	1.050	0.987	1.050	0.976	0.980	1.000
<b>1.5</b>	5.2815	24.457	1.050	0.994	1.050	0.980	0.980	1.000
<b>1.6</b>	5.3093	24.349	1.050	1.002	1.050	0.995	0.980	1.000
<b>1.7</b>	5.3437	24.621	1.050	1.003	1.050	0.985	0.980	1.000
<b>1.8</b>	5.3846	24.872	1.050	1.007	1.050	0.986	0.985	1.000
<b>1.9</b>	5.4321	24.981	1.050	1.006	1.050	0.983	0.985	1.000
<b>2.0</b>	5.4863	24.804	1.050	1.014	1.050	0.990	0.985	1.000

### C.2 Résultats de compensation au niveau de nœud 14 de réseau IEEE 14 nœuds

Q inj [pu]	Cout total [\$]	P loss [MW]	V1 [pu]	V2 [pu]	V3 [pu]	V4 [pu]	V5 [pu]	V6 [pu]	V7 [pu]	V8 [pu]	V9 [pu]	V10 [pu]	V11 [pu]	V12 [pu]	V13 [pu]	V14 [pu]
0.00	5.7028	28.571	1.06	1.033	1.000	0.989	1.000	1.020	0.993	1.04	0.959	0.962	0.987	0.985	0.965	<b>0.838</b>
0.04	5.6222	28.054	1.06	1.032	1.000	0.988	1.000	1.020	0.996	1.039	0.963	0.964	0.998	0.992	0.967	<b>0.853</b>
0.08	5.5490	27.270	1.06	1.033	0.999	0.985	1.000	1.022	0.993	1.042	0.966	0.966	0.989	0.992	0.971	<b>0.860</b>
0.12	5.4832	27.749	1.06	1.035	1.011	0.999	1.000	1.020	0.999	1.040	0.970	0.970	0.990	0.992	0.973	<b>0.873</b>
0.16	5.4248	26.959	1.06	1.035	1.011	0.992	1.000	1.035	1.007	1.045	0.981	0.982	1.004	1.009	0.989	<b>0.898</b>
0.20	5.3738	26.543	1.06	1.035	1.005	0.991	1.000	1.025	1.005	1.045	0.980	0.980	0.998	1.000	0.982	0.900
0.24	5.3301	26.244	1.06	1.035	1.005	0.992	1.000	1.030	1.008	1.046	0.985	0.985	1.004	1.006	0.989	0.914
0.28	5.2939	26.078	1.06	1.035	1.009	0.992	1.000	1.035	1.012	1.050	0.991	0.991	1.008	1.012	0.996	0.927
0.32	5.2651	25.785	1.06	1.035	1.005	0.994	1.000	1.040	1.017	1.055	0.998	0.997	1.015	1.019	1.003	0.943
0.36	5.2437	25.774	1.06	1.034	1.010	0.994	1.000	1.045	1.021	1.060	1.004	1.004	1.019	1.023	1.010	0.953
0.40	5.2296	25.556	1.06	1.035	1.006	0.996	1.000	1.050	1.026	1.065	1.011	1.009	1.026	1.031	1.019	0.971
0.44	5.2230	25.989	1.06	1.035	1.009	0.995	1.000	1.055	1.030	1.070	1.016	1.016	1.030	1.036	1.024	0.981
0.48	5.2237	25.452	1.06	1.035	1.017	1.000	1.000	1.060	1.037	1.075	1.024	1.023	1.039	1.043	1.030	0.997
0.52	5.2319	25.452	1.06	1.035	1.005	0.997	1.000	1.065	1.037	1.075	1.027	1.026	1.041	1.048	1.037	1.008
0.56	5.2474	25.500	1.06	1.035	1.005	0.997	1.000	1.065	1.039	1.075	1.029	1.028	1.043	1.049	1.038	1.015
0.60	5.2703	25.616	1.06	1.035	1.005	0.998	1.000	1.065	1.042	1.080	1.033	1.031	1.044	1.051	1.040	1.026
0.64	5.3007	25.703	1.06	1.035	1.006	1.000	1.000	1.070	1.048	1.085	1.040	1.037	1.051	1.057	1.047	1.039
0.68	5.3384	25.822	1.06	1.035	1.002	0.996	1.000	1.070	1.046	1.085	1.041	1.039	1.049	1.056	1.049	1.042

---

---

# **BIBLIOGRAPHIE**

---

---

---

**BIBLIOGRAPHIE**

- [1] **Christophe prévé**, « *les réseaux électriques industriels 2* » Lavoisier (Paris), 2005.
- [2] **K.H.Abdul-Rahman, S.M.Shahidehpour**, « *Application of Fuzzy Sets to Optimal Reactive Power Planing with Security constraints* », Power industry computer application conference, may 1993
- [3] **T.J.E MILLER**, « *Reactive Power Control in Electric System*», Ed John Wiley & sons, 1982.
- [4] **Khiat Mounir** «*Répartition optimale des puissances réactives dans un réseau d'énergie électrique sous contraintes de sécurité*» thèse de doctorat d'état, Oran 2003.
- [5] **A.A. Ladjici, A. Barar**, « *Introduction aux Systèmes Flexible de Transmission en Courant Alternatif : FACTS* », PFE, Ecole National Polytechnique, Alger, 2002.
- [6] **la compensation d'énergie réactive** « *Guide de Conception des Réseaux Electriques industriels* » cahier technique Schneider électrique, 6 883 427/A, 2005.
- [7] **Nelson David Epp** « *A self-Tuning Filter for the Mitigation of Powor System Harmonics* » mémoire de master en science, université de Alberta, Edmonton 2000.
- [8] **Haimour Rachida** « *contrôle des puissances réactives et des tensions par les dispositifs FACTS dans un réseau électrique* » mémoire de magistère, ENSET-Oron, 2009.
- [9] **Hadi Saadat** « *power system analysis* » Milwaukee School of Engineering, International Eddition, 2004.
- [10] **Ph.Ciarlet**, « *Introduction à l'analyse numérique matricielle et à l'optimisation* ». Dunod, 2006.
- [11] **Alain Berro**, « *Optimisation Multi-objectif et stratégies d'évolution en environnement dynamique* », Thèse de doctorat, présentée à l'Université des Sciences Sociales Toulouse I, 2001
- [12] **M.BELAZZOUG**, « *Répartition Optimale des Sources de Puissance Réactive dans un Réseau Electrique* », Thèse de Magistère, ENP 2001

- 
- [13] **A.LADJICI**, « *Calcul Evolutionnaire Application sur l'Optimisation de la Planification de la Puissance Réactive* », Thèse de magister, ENP 2005.
- [14] **S.Arif**, « *planification de l'énergie réactive dans les Réseaux Eclectiques. Application au Réseau Algérien* ». Thèse de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 1995
- [15] **Michel Minoux**, « *Programmation Mathématique : théories et Algorithmes* », Dunod, vol, Paris, 1983
- [16] **BELMESSAOUD.B, MAHNI.T**, « *Evaluation de la stabilité statique en tension utilisant la méthode de load flow continu* » PFE, Ecole National Polytechnique, Alger, 2009