

*République Algérienne Démocratique et Populaire*

*Université A .Mira de Bejaia*

*Faculté de Technologie*

*Département de Génie Electrique*

*Mémoire de fin d'étude*

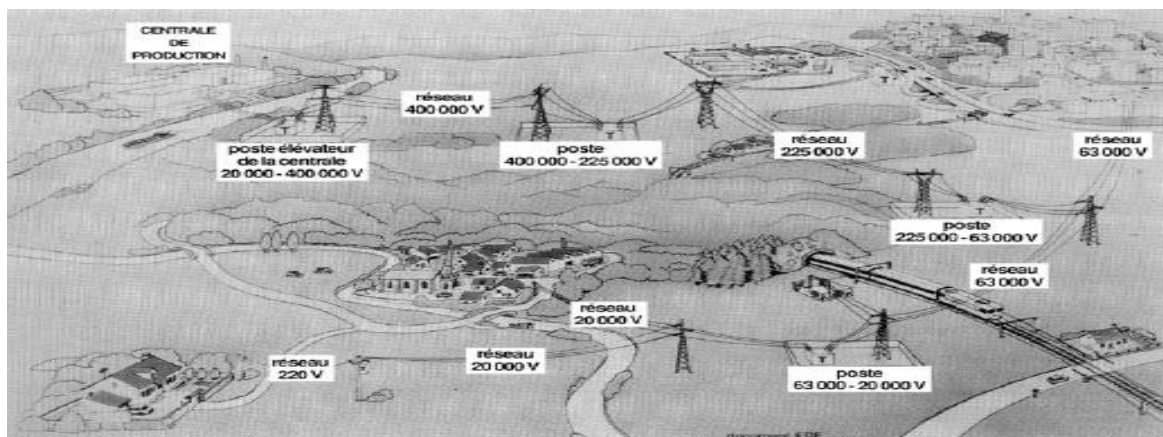
*En vue de l'obtention du diplôme Master II en*

*Electrotechnique*

*Option : Réseau électrique*

## **Thème :**

*Influence des harmoniques et des déséquilibres sur la compensation de l'énergie réactive des réseaux électriques de distribution*



**Elaboré par:**

**\*\* Allag Zoubir**

**\*\* Yahiaoui Hillal**

**Encadré par:**

**\*\* M. Boutebel**

**Promotion: Juin 2012**

# REMERCIEMENTS

*Nous remercions Dieu, qui nous a donné la force et la santé pour atteindre nos souhaits, ainsi que toutes nos familles pour leur soutien immense.*

*Nos sincères remerciements vont aussi à Mr. Boutebel pour avoir accepté d'encadrer et de diriger notre travail et être disponible aux moments voulus, nous sommes très reconnaissants pour tout l'intérêt qu'il a porté pour ce travail.*

*Enfin à tous ceux qui ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail, et sans oublier les membres de jury pour les remarques et améliorations éventuelles à apporter à ce travail et à tout autre lecteur.*

## D É D I C A C E S

*Je dédie ce modeste travail à :*

- *Mes valeureux et respectueux parents qui ont fait de moi ce que je suis aujourd'hui.*
- *A mes sœurs.*
- *A mes frères.*
- *A mes oncles et leurs familles.*
- *A mes tantes.*
- *A tous mes amis, sonia , mourad, khaled, lyes, nabil, halim , wahiba, .....*
- *Et enfin, à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce travail.*

**HILLAL**

*Je tiens à exprimer ma reconnaissance à mes parents ainsi que tous les membres de ma famille de leur soutiens et leurs encouragements tout au long de mon cursus surtout mes frères ZAHIR et KAMEL et mes sœurs.*

*Et à tous mes amis.*

# ZOUBIR ALLAG



# Sommaire

# **SOMMAIRE**

|                            |   |
|----------------------------|---|
| Introduction général ..... | 1 |
|----------------------------|---|

## CHAPITRE I Généralités sur les harmoniques

|   |    |
|---|----|
| I.1. Introduction.....                                      | 3  |
| I.2. Définition .....                                       | 3  |
| I.3. Décomposition d'un signal périodique .....             | 3  |
| I.4. Harmoniques de courant et de tension .....             | 4  |
| I.4.1. Courants harmoniques.....                            | 4  |
| I.4.2. Tensions harmoniques.....                            | 4  |
| I.5. Impédance harmonique et loi d'Ohm sur les réseaux..... | 5  |
| I.6. Caractérisation des perturbations harmoniques .....    | 5  |
| I.6.1. Le taux de distorsion harmonique .....               | 5  |
| I.6.2. Le facteur de puissance .....                        | 6  |
| I.7. Origines des harmoniques.....                          | 7  |
| I.7.1. Emission en tension.....                             | 7  |
| I.7.2. Emission en courant .....                            | 7  |
| I.8. La normalisation .....                                 | 12 |
| I.9. Conclusion .....                                       | 14 |

## CHPITRE II Effets et mesures correctives des harmoniques

|   |    |
|---|----|
| II.1. Introduction .....                                  | 15 |
| II.2. Effets des harmoniques.....                         | 15 |
| II.3. Sensibilité des différents types de matériels ..... | 16 |
| II.4. Propagation des harmoniques .....                   | 19 |
| II.5. Remèdes.....  | 20 |
| II.5.1. Précautions .....                                 | 20 |
| II.5.2. Filtrages.....                                    | 22 |
| II.5.2.1. Filtrage passif .....                           | 22 |
| II.5.2.2. Filtrage actif .....                            | 24 |
| II.5.2.3. Filtrage hybride (mixte).....                   | 25 |
| II.6. Conclusion .....                                    | 26 |

## CHAPITRE III Ecoulement de puissance d'un réseau électrique déséquilibré

|  |    |
|--|----|
| III.1. Introduction.....   | 27 |
| III. 2. Classification des réseaux électriques de distribution.....                | 27 |
| III.3. Déséquilibre du courant et de la tension .....                              | 28 |
| III.3.1. Origines du déséquilibre.....   | 28 |
| III.3.2. Caractérisation du déséquilibre de la tension.....                        | 29 |
| III.3.3. Effets du déséquilibre.....   | 29 |
| III.3.4. Mise en équation d'un système triphasé déséquilibré .....                 | 29 |
| III.4. Calcule d'écoulement de puissance.....                                      | 32 |
| III.4.1. Méthodes numériques de calcule d'écoulement de puissance.....             | 32 |
| III.4 .2. Écoulement de puissance fondamental.....                                 | 32 |
| III.4 .3. La méthode basée sur la topologie des réseaux .....                      | 33 |
| III.4.3.1. Développement de la méthode.....  | 36 |
| III.4.3.2. Algorithme d'écoulement de puissance .....                              | 36 |
| III.5. Répartition de la puissance harmonique.....                                 | 37 |
| III.5.1. Construction de la matrice admittance nodale d'un réseau électrique ..... | 39 |
| III.5.2. Algorithme d'écoulement de puissance harmonique.....                      | 39 |
| III.6. Conclusion.....   | 39 |
| CHAPITRE IV Moyens de compensation de l'énergie réactive                           |    |
| IV.1. Introduction.....  | 40 |
| IV.2. Composante active et réactive de la puissance .....                          | 40 |
| IV.3. Facteur de puissance .....   | 41 |
| IV.4. Circulation de l'énergie réactive .....                                      | 41 |
| IV.5. Moyens de compensation de l'énergie réactive .....                           | 43 |
| IV.5.1.Les moyens de compensation classiques.....                                  | 43 |
| IV.5.2. Moyens de compensation modernes (D-FACTS) .....                            | 44 |
| IV.5.2.1. classification des dispositifs D-FACTS (distribution-FACTS).....         | 44 |
| IV.6. Conclusion .....   | 51 |
| CHAPITRE V Etude de cas pratique   |    |
| V.1. Introduction .....  | 52 |
| V.2. Choit d'endroit optimal de condensateur .....                                 | 52 |
| V.3. Algorithme de solution.....   | 52 |
| V.3.1. Représentation des solutions de candidat .....                              | 53 |

|  |    |
|--|----|
| V.3.2. Reproduction.....                     | 53 |
| V.3.3. Croisement.....                       | 53 |
| V.3.4 Mutation.....                          | 54 |
| V.3.5. Fonction de forme physique .....      | 54 |
| V.4. Objectif.....                           | 55 |
| V.5. Résultats de simulation.....            | 55 |
| V.5.1. Source parfaitement sinusoïdale ..... | 56 |
| V.5.2. Source perturbée .....                | 60 |
| IV.8. Conclusion .....                       | 62 |
| Conclusion général.....                      | 62 |



# Introduction

## Général

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Ainsi, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes et de transformateurs etc. Ce qui implique une augmentation de coût et une dégradation du milieu naturel. En conséquence, il est aujourd'hui important d'avoir des réseaux maillés et de travailler d'une façon proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences.

L'utilisation croissante dans l'industrie de systèmes commandés à base d'électronique de puissance entraîne de plus en plus de problèmes de perturbation au niveau des réseaux électriques. Ainsi, on assiste à une augmentation régulière, de la part des utilisateurs, des taux d'harmonique et de déséquilibre des courants, ainsi qu'à une importante consommation de la puissance réactive. La circulation de ces mêmes courants perturbés va également provoquer des harmoniques et des déséquilibres de tension, lesquels vont se superposer à la tension nominale du réseau électrique.

La perturbation harmonique est due pour l'essentiel, au développement de charges alimentées à partir de dispositifs à caractéristiques courant-tension non linéaires. Ces charges génèrent des courants ou des tensions harmoniques qui se propagent sur l'ensemble du réseau et engendrent des perturbations harmoniques en tout point du réseau. Leurs effets ne se manifestent de façon appréciable qu'à partir d'un certain niveau de leur amplitude, niveau qui peut d'ailleurs être variable selon la sensibilité des appareils susceptibles d'être perturbés.

La principale source de déséquilibre est l'alimentation des charges monophasées à travers un réseau triphasé et/ou l'alimentation de charges triphasées non équilibrées.

Ces perturbations qui augmentent au fil des années risquent d'être gênantes, par exemple elles provoquent l'échauffement des machines et des claquages des condensateurs. Donc, il est important de prévoir cette évolution dans le temps. La prédiction des tensions et des courants harmoniques ainsi que la dissymétrie de système triphasé a reçu une grande attention ces deux dernières décennies.

L'impact de ces perturbations sur le fonctionnement optimal des réseaux électriques de distribution représente un défi majeur pour le chercheur et l'exploitant.

Le problème consiste à déterminer l'emplacement et les tailles des condensateurs à installer aux différents accès du système électrique pour minimiser les pertes, de maximiser le transfert de puissance et de renforcer la fiabilité sous des contraintes techniques telles que : la régulation de la tension et l'amélioration du facteur de puissance, tout en tenant en compte le taux de distorsion harmonique, le taux de déséquilibre et le coût de l'investissement total des batteries, sous les contraintes de fonctionnement en respectant la limite de la chute de tension admise.

L'objectif de notre étude, est de présenter une formulation du problème général de l'effet des charges non linéaires (équilibrée, déséquilibrée) et la dissymétrie des phases du réseau sur la compensation optimale par condensateurs de l'énergie réactive des réseaux électriques de distribution. La qualité de la tension doit être maintenue à l'intérieur des limites prescrites durant les conditions variables de la charge.

Afin de bien mener notre étude, nous proposons cinq chapitres qui sont :

- Le premier chapitre sera consacré à la description de la perturbation harmonique, L'origine et causes ;
- Dans le deuxième chapitre, nous présenterons les effets et les mesures correctives des harmoniques ;
- le troisième chapitre présente l'écoulement de puissance d'un réseau électrique (algorithme de calcul) ;
- Le quatrième chapitre est consacré pour donner quelques moyens de compensation de l'énergie réactive ;
- Pour mettre en évidence le modèle proposé, nous étudierons dans le dernier chapitre, un réseau électrique de (33) accès ; les résultats de simulation seront présentés ;
- Une conclusion générale clôturera notre présent travail.

# Chapitre 1

## I.1. Introduction

La déformation harmonique dans les réseaux électriques est l'un des aspects les plus importants de l'environnement électromagnétique. Puisque l'on raccorde sur les mêmes lignes d'alimentation, des matériels sources d'harmoniques et des équipements pouvant être perturbés, il apparaît la nécessité pour les distributeurs, les utilisateurs et les constructeurs de faire un effort pour maintenir la compatibilité électromagnétique.

On essayera dans ce chapitre de présenter quelques généralités sur les harmoniques tels que les sources et les causes qui génèrent les harmoniques. [04]

## I.2. Définition

Les harmoniques sont une superposition sur l'onde fondamentale à 50 Hz, d'ondes également sinusoïdales mais de fréquences multiples entières de celle du fondamental.

Les déformations harmoniques sont des grandeurs aléatoires qui sont souvent la résultante des perturbations issues d'appareils distincts et transmis par le réseau. Cette transmission peut s'effectuer avec atténuation s'il n'y a pas de résonance ou avec amplification dans le cas contraire.

La fréquence de résonance dépend de l'impédance, l'acuité de cette résonance est fonction du coefficient de surtension de cette impédance qui est directement liée aux charges de la clientèle.

## I.3. Décomposition d'un signal périodique

Fourier a démontré que toute fonction périodique  $y(t)$  non sinusoïdale de fréquence  $F$  peut être représentée selon la décomposition harmonique sous la forme d'une somme composée :

- D'un terme sinusoïdal à la fréquence  $F$  de valeur efficace  $y_1$ . Ce terme est appelé le fondamental;
- De termes sinusoïdaux dont les fréquences sont égales à  $n$  fois la fréquence  $F$  du fondamental et de valeurs efficaces  $y_n$ . Ces autres fréquences multiples du fondamental sont appelées harmoniques;
- D'une éventuelle composante continue d'amplitude  $y_0$ .

L'expression de ces grandeurs est donnée par le développement de Fourier de la fonction tension ou courant  $y(t)$  :

$$y(t) = y_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} Y_n \sin(n\omega t - \varphi) \quad (\text{I.1})$$

- **Exemple**

Si on a un signal de fréquence industrielle 50Hz à la présence des harmoniques de rang 5 (de fréquence 250Hz) et de rang 9 (de fréquence 450Hz) alors le signal résultant sera perturbé par ces harmoniques (périodique mais pas sinusoïdal).

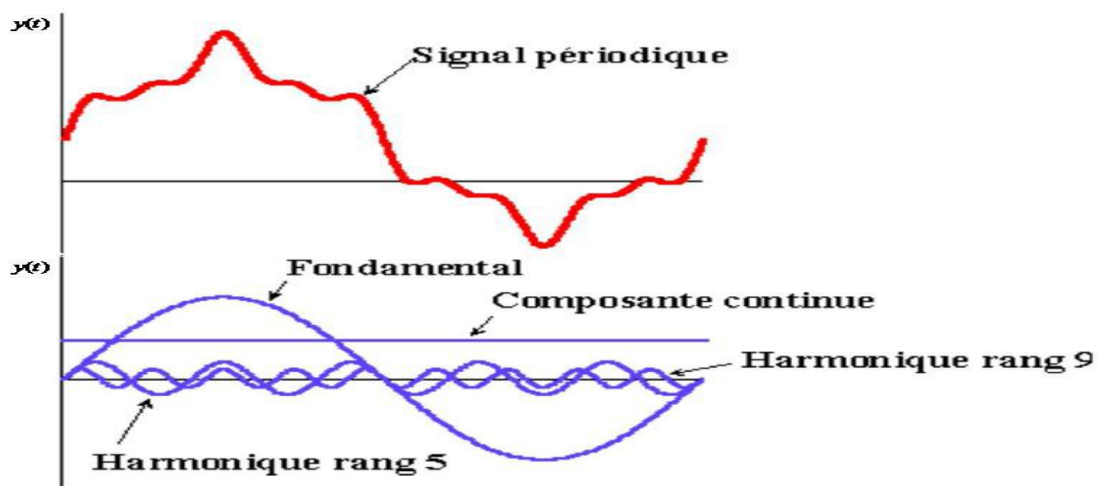


Fig. (I.1): influence des harmoniques sur le signal fondamental

## I.4. Harmoniques de courant et de tension

### I.4.1. Courants harmoniques

Dans la plupart des cas, les harmoniques présents sur les réseaux électriques proviennent de l'utilisation de charges non linéaires.

On appelle « charge » un équipement ou une installation connectés au réseau électrique et consommant de l'énergie à 50 Hz. On dit qu'une charge est non linéaire quand, soumise à une tension sinusoïdale à 50 Hz, elle n'absorbe pas un courant sinusoïdal à 50 Hz.

Ces charges se comportent approximativement comme des sources de courant harmonique, c'est-à-dire que le courant harmonique est fixé par la charge et non par l'impédance ou la tension du réseau auquel elles sont raccordées. [1]

### I.4.2. Tensions harmoniques

On peut également parler de source de tension pour décrire l'état d'un réseau perturbé par une forte charge non linéaire. En effet, dans ce cas, si l'on s'intéresse à l'étude du

raccordement d'un récepteur de faible puissance, sa connexion au réseau ne modifie pas sensiblement le niveau précédent.

### I.5. Impédance harmonique et loi d'Ohm sur les réseaux

L'impédance présentée par un réseau dépend de la fréquence à laquelle on le considère. On peut définir en tout point d'un réseau une impédance harmonique  $Z_h$ , qui dépend du rang harmonique  $h$  considéré. Elle représente la mise en parallèle de toutes les lignes qui convergent vers ce point. Les courants harmoniques émis par une charge perturbatrice se partagent entre les différentes lignes.

Le produit des harmoniques de courant provenant des charges non linéaires par l'impédance harmonique du réseau en un point du réseau crée des harmoniques de tension selon la loi d'Ohm :

$$V_h = Z_h * I_h \quad (\text{I.2})$$

### I.6. Caractérisation des perturbations harmoniques

Différentes grandeurs sont définies pour caractériser la distorsion en régime déformé. Le taux global de distorsion harmonique (THD) et le facteur de puissance sont les plus employés pour quantifier respectivement les perturbations harmoniques et la consommation de puissance réactive. [2]

#### I.6.1. Le taux de distorsion harmonique

Notre étude se limite au cas où la source de tension est sinusoïdale et où le courant absorbé par la charge est entaché de composantes harmoniques. Dans ces conditions, le taux global de distorsion harmonique est bien adapté pour quantifier le degré de pollution harmonique sur les réseaux électriques. Le THD s'exprime par rapport à la fréquence fondamentale et caractérise l'influence des harmoniques sur l'onde de courant déformée. Il est donné par l'expression (I.3). [3]

$$\text{THD (I)} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^N |I_h|^2}}{|I_1|} \quad (\text{I.3})$$

Avec  $I_1$  la valeur efficace du courant fondamental et  $I_h$  les valeurs efficaces des différentes harmoniques du courant le domaine des fréquences qui correspond à l'étude des harmoniques

est généralement compris entre 100 et 2000 Hz. Soit de l'harmonique de rang 2 jusqu'à l'harmonique de rang 40. Il est signalé aussi que l'amplitude des harmoniques décroît généralement avec la fréquence.

### I.6.2. Le facteur de puissance

En présence des harmoniques, la puissance apparente  $S$  est composée de trois parties : active  $P$ , réactive  $Q$  et déformante  $D$ . son expression est donnée par l'équation (I.4).

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

La puissance réactive  $Q$  est associée au courant fondamental. La puissance déformante  $D$  est due aux harmoniques de courant avec :

$$D = 3V_1 \sqrt{\sum_{h=2}^n I_h^2} \quad (\text{I.5})$$

Où  $I_H$  est la valeur efficace des courants harmoniques.

Pour un signal sinusoïdal le facteur de puissance  $FP$  est égal au quotient de la puissance active  $P$  par la puissance apparente  $S$  :

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos \varphi \quad (\text{I.6})$$

Et pour un signal non sinusoïdal :

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (\text{I.7})$$

On aura :

$$FP = \frac{I_{H1}}{I_H} \cos \varphi = F_{dis} \cdot \cos \varphi \quad (\text{I.8})$$

Où  $F_{dis}$  représente le facteur de distortion, il vaut 1 lorsque le courant est parfaitement sinusoïdal et il décroît lorsque la déformation de l'onde s'accroît.

$\varphi$  : représente le déphasage entre le courant fondamental et la tension. A fin d'éviter les désagréments cause par la présence de courants et de tensions harmoniques dans le réseau, les normes sont imposées aux utilisateurs.



**Tab. (I.1) :** Niveaux de compatibilité pour les tensions harmoniques individuelles sur les réseaux publics Basse tension (norme CEI 61000-2-2).

| Rangs | Impaire               | Rangs | Impaire  | Rangs | Paire    |
|-------|-----------------------|-------|----------|-------|----------|
| Rang  | Taux (%)              | Rang  | Taux (%) | Rang  | Taux (%) |
| 5     | 6                     | 3     | 5        | 2     | 2        |
| 7     | 5                     | 9     | 1,5      | 4     | 1        |
| 11    | 3,5                   | 15    | 0,3      | 6     | 0,5      |
| 13    | 3                     | 21    | 0,2      | 8     | 0,5      |
| 17    | 2                     | >21   | 0,2      | 10    | 0,5      |
| 19    | 1,5                   |       |          | 12    | 0,2      |
| 23    | 1,5                   |       |          | >12   | 0,2      |
| 25    | 1,5                   |       |          |       |          |
| >25   | $0,2+1,3 \times 25/h$ |       |          |       |          |

## I.7. Origines des harmoniques

### I.7.1. Emission en tension

L'émission harmonique en tension due aux matériels de réseaux entre pour une faible part, et avec des taux généralement faibles, dans la distorsion des réseaux. Elle est due aux imperfections de constructions (dissymétrie, distribution non sinusoïdale du champ dans les alternateurs, saturation...) des bobinages des machines tournantes, des moteurs, des alternateurs et des transformateurs.

### I.7.2. Emission en courant

Les charges non linéaires consomment un courant qui n'est pas sinusoïdale. Elles représentent les principales sources d'émission en courants harmoniques sur les réseaux.

Pour chaque rang harmonique, on représente la charge réelle par une source de courant  $I_n$  calculée pour chaque rang, en parallèle avec impédance linéaire.

On peut distinguer 7 différents types de charges perturbatrices élémentaires :

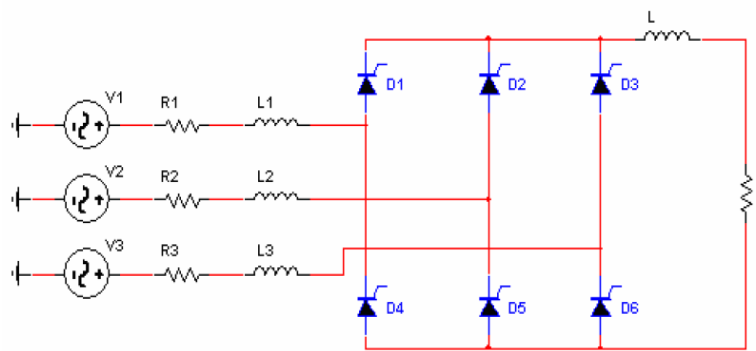
- **Le redresseur monophasé à filtre capacitif**
- **Le gradateur monophasé**
- **Le redresseur triphasé à thyristors**
- **Le redresseur triphasé à diode et filtre capacitif**
- **Les appareils à arc électrique**

Dans ce qui suit, nous allons présenter deux cas de figures d'éléments d'électronique de puissance qui participent à la génération des harmoniques, à savoir le pont de graetz (redresseur triphasé à thyristors ) et le redresseur triphasé à diode avec filtrage capacitif.

Ces derniers sont utilisés dans la variation de la vitesse des machines à courant continu, pour la ventilation, et la manutention.

### A) Le redresseur triphasé à thyristors :

Le redresseur triphasé à thyristors permet de réguler la puissance délivrée à une charge en modifiant la tension continue appliquée à ses bornes à l'aide des thyristors, en jouant sur l'angle  $\alpha$  de commandes des gâchettes.



**Fig. (I.2) :** redresseur triphasé à thyristors

#### \*Ses utilisations :

- La commande en vitesse variable des moteurs à courants continu (machine outils, laminoirs)
- La commande en vitesse variable des machines synchrones, les redresseurs à thyristors suivis d'un onduleur pour commander la machine synchrone en vitesse variable.

Dans le secteur industriel, les redresseurs triphasés à thyristors représentent 55% de puissance des matériels électroniques de puissance dans le domaine de la vitesse variable.

Les redresseurs triphasés à thyristors sont la principale source de pollution harmonique dans l'industrie, l'injection harmonique du redresseur triphasé à thyristors est donnée sur la figure (I.2). Les rangs présents sont de la forme  $h= 6k\pm 1$  , k entier.

Pour  $\alpha = 30$ ,  $R_1=0,1$  Ohm,  $L_1=5$ mh,  $R=20$  Oh

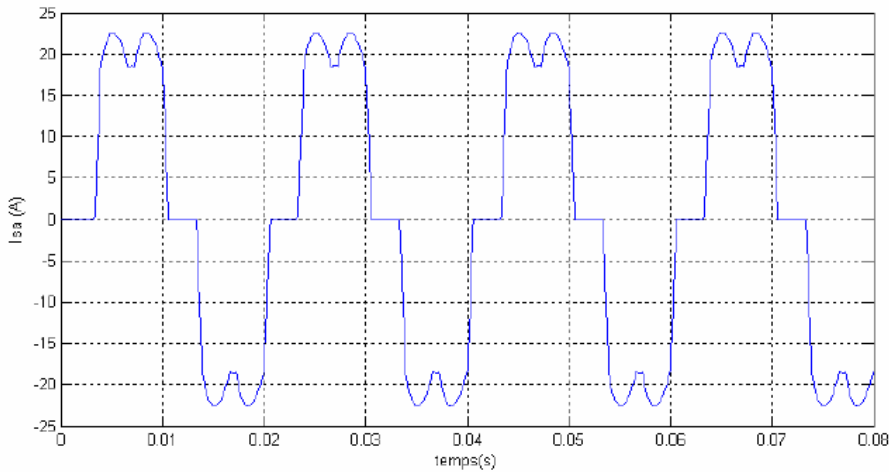


Fig. (I.3) : courant de source

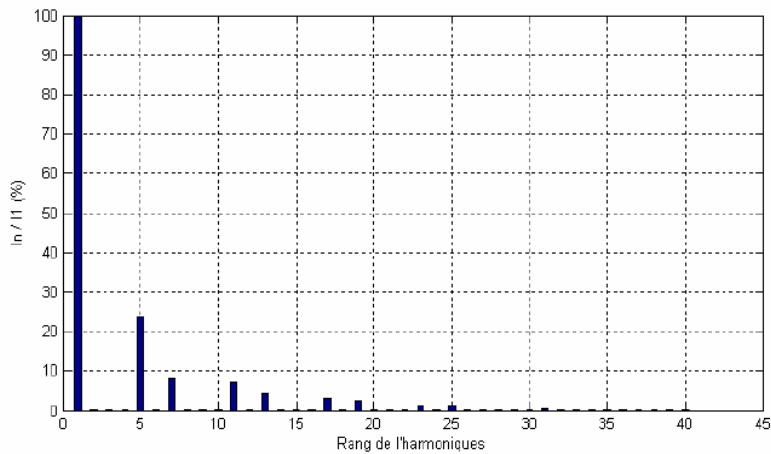


Fig. (I.4): spectre du courant de source (THD=26,96%)

L'amplitude des courants harmoniques est donnée en négligeant le phénomène d'empiètement anodique par la forme suivante :

$$I_h = \frac{I_1}{h} = \frac{1}{h} \times \frac{S_n}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{U_n} \tag{I.9}$$

Où

$S_n$  : est la puissance du redresseur et  $U_n$  la tension d'alimentation

**B) Le redresseur triphasé à diodes et filtre capacitif :**

Ce montage est utilisé pour la commande en vitesse variable des machines asynchrones

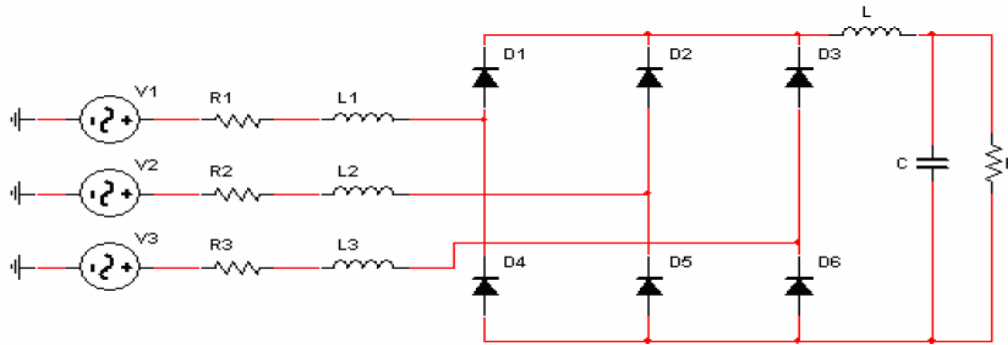


Fig. (I.5) : redresseur triphasé à diodes et filtrage capacitif

L'utilisation des machines asynchrones en vitesse variable se généralise pour les utilisations suivantes :

- L'entraînement des compresseurs, ventilateurs, pompes, extrudeuses
- L'entraînement du convoyeur pour la manutention, etc.

Les seuls rangs présentes dans le spectre d'émission sont de la forme  $6k \pm 1$  , k entier.

**Remarque :** dans cet exemple on a pris les valeurs de  $L=10\text{mH}$ ,  $R=20\text{Ohm}$ ,  $C=20\mu\text{F}$

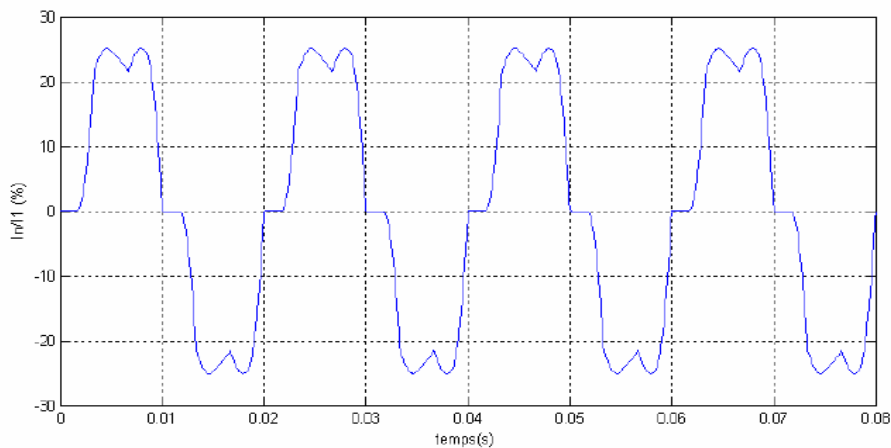
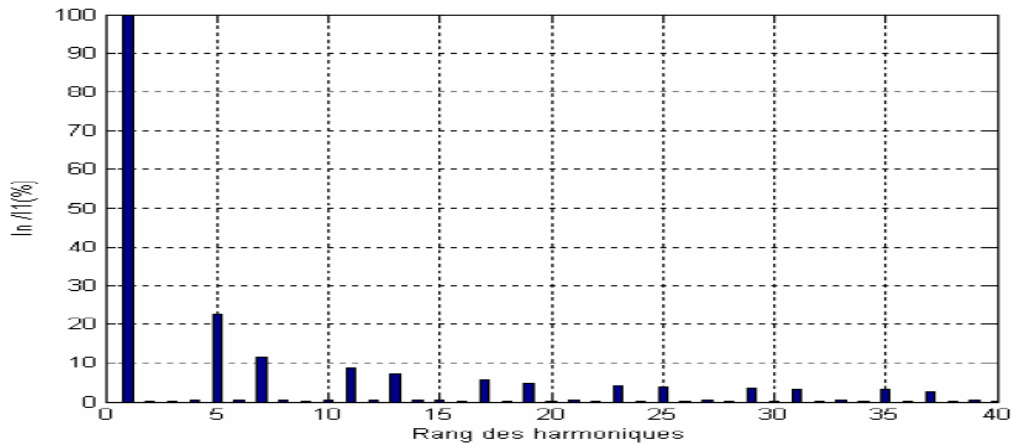


Fig. (I.6) : courant de source



**Fig. (I.7):** spectre de courant de source (THD=30,03%)

### C) les appareils à arc électrique :

Les appareils à arc électrique regroupent les fours à arc à courant alternatif, dont la puissance peut atteindre plusieurs dizaines de MW, et les machines de soudure à arc, à courant alternatif ou continu.

Les fours à arc sont majoritairement présents dans la transformation de l'acier et la métallurgie, ainsi dans les constructions mécaniques et électriques.

Le continu harmonique du courant généré par un four à arc est donné dans le tableau.

**Tab. (I.2):** harmoniques générées par un four à arc électrique

|                     |     |     |     |     |     |
|---------------------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Rang harmonique     | 3   | 5   | 7   | 11  | 13  |
| Module(en % $I_1$ ) | 7.7 | 3.2 | 1.3 | 0.5 | 0.3 |

### D) Charges domestiques

Munies de convertisseurs ou d'alimentation à découpage, les téléviseurs, fours à micro ondes, plaques à inductions, ordinateurs, imprimantes, photocopieuses, gradateurs de lumière, équipements électroménagers, du fait de leur grand nombre et de leur utilisation simultanée sur de longues périodes en font des sources de distorsion.

## I.8. La normalisation

Les normes, d'après la définition de l'ISO, sont « des accords documentés contenant des spécifications techniques ou autres critères précis destinés à être utilisés systématiquement en tant que règles, lignes directrices ou définitions de caractéristiques pour s'assurer que des matériaux, produits, processus et services sont aptes à l'emploi ». En ce qui concerne la qualité de l'énergie, les normes ont un double objectif :

- Etablir la définition des caractéristiques nominales de la fourniture, c'est-à-dire les valeurs nominales comme les déviations admissibles de la tension et de la fréquence ;
- Définir les perturbations qui peuvent agir sur le réseau (par exemple le seuil qui sépare un creux de tension d'une interruption etc.), comme la quantité ou l'intensité maximum de perturbations pouvant avoir lieu dans un réseau particulier.

Les normes de manière générale donnent une définition assez précise des caractéristiques de la fourniture (tension et fréquences nominales, déviations admissibles etc.), mais les limites des perturbations restent assez floues. D'ailleurs, les différents organismes de normalisation n'ont pas toujours la même vision sur la notion de qualité. [13]

- **Qualité de l'énergie et la Compatibilité Electromagnétique**

Les deux principaux organismes de normalisation internationaux dans le domaine électrotechnique sont la CEI (Commission Electrotechnique Internationale), et l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). La CEI est un organisme officiel composé de comités nationaux de 63 pays (le représentant de la France est l'UTE, Union Technique de l'Electricité et de la Communication), tandis que l'IEEE est une association professionnelle avec plus de 377.000 membres appartenant à 150 pays, partagée en différentes régions et sections (comme par exemple la section française).

Ces deux organismes réalisent la principale activité de normalisation dans le domaine des perturbations électriques au niveau mondial mais n'ont pas une uniformité de critères en ce qui concerne la définition des interactions entre le réseau et les charges connectées.

Aujourd'hui le terme le plus répandu dans le domaine scientifique et industriel, accepté et utilisé par l'IEEE, est celui de « **Qualité de l'Energie** ». Ce concept « détermine les paramètres qui définissent les propriétés du produit électricité en conditions normales, en termes de continuité de la fourniture et des caractéristiques de la tension (symétrie, fréquence, amplitude, forme d'onde). Par conséquent, cette vision essaie de déterminer les caractéristiques de la fourniture électrique afin de limiter son influence sur les différentes

charges connectées au réseau, et en même temps de limiter l'influence des charges sur le réseau de façon à éviter la modification de ses caractéristiques.

Deux sociétés de l'IEEE travaillent dans des domaines liés à la qualité de l'énergie, IAS (Industrial Applications Society) et PES (Power Engineering Society). Leurs activités de normalisation sont gérées par le comité SCC-22 (Standards Coordinating Committee on Power Quality). Les deux normes de qualité principales de l'IEEE sont :

\*IEEE 519: 1992, Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Power Systems. Cette norme détermine la procédure pour contrôler les harmoniques présents sur le réseau électrique ainsi que les limites recommandées de la pollution harmonique générée par les clients et de distorsion harmonique totale sur le réseau.

\*IEEE 1159: 1995, IEEE Recommended Practice on Monitoring Electric Power Quality. Cette norme réalise un bilan exhaustif et donne une définition de tous les phénomènes électromagnétiques qui ont lieu dans le réseau en fonction de leur contenu spectral, leur durée et leur amplitude. [13]

#### Normes concernant les perturbations harmoniques

Les normes CEI établissent des limites pour les émissions de courants harmoniques (IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-4 et 61000-3-6) et en même temps établissent le niveau de compatibilité (IEC 61000-2-4 et 61000-2-2) qui détermine le taux de distorsion harmonique de la tension de référence sur le réseau.

**Tab. (I.3) :** Limites CEI 1000-2-4 des émissions de courants harmoniques.

(Courant appelé par les appareils  $\leq 16$  A par phase de classe A).

| Harmoniques impairs |                    | Harmoniques pairs |             |
|---------------------|--------------------|-------------------|-------------|
| Ordre               | Courant (A)        | Ordre             | Courant (A) |
| 3                   | 2.3                | 2                 | 1.08        |
| 5                   | 1.14               | 4                 | 0.43        |
| 7                   | 0.77               | 6                 | 0.3         |
| 9                   | 0.4                |                   |             |
| 11                  | 0.33               |                   |             |
| 13                  | 0.21               |                   |             |
| $15 \leq h \leq 39$ | $0.15 \times 15/h$ |                   |             |

Tab (I.4) : Limites CEI 1000-3-2 pour la distorsion harmonique de la tension.

| Harmoniques impairs |              |                |                |       |       | Harmoniques pairs |       |       |
|---------------------|--------------|----------------|----------------|-------|-------|-------------------|-------|-------|
| Non multiples de 3  |              |                | Multiples de 3 |       |       |                   |       |       |
| Ordre               | a)           | b)             | Ordre          | a)    | b)    | Ordre             | a)    | b)    |
| 5                   | 2 %          | 6 %            | 3              | 2 %   | 5 %   | 2                 | 1.5 % | 2 %   |
| 7                   | 2 %          | 5 %            | 9              | 1 %   | 1.5 % | 4                 | 1 %   | 1 %   |
| 11                  | 1.5 %        | 3.5 %          | 15             | 0.3 % | 0.3 % | 6                 | 0.5 % | 0.5 % |
| 13                  | 1.5 %        | 3 %            | 21             | 0.2 % | 0.2 % | 8                 | 0.2 % | 0.5 % |
| 17                  | 1 %          | 2 %            | > 21           | 0.2 % | 0.2 % | 10                | 0.2 % | 0.5 % |
| 19                  | 1 %          | 1.5 %          |                |       |       | 12                | 0.2 % | 0.2 % |
| 23                  | 0.7 %        | 1.5 %          |                |       |       | > 12              | 0.2 % | 0.2 % |
| 25                  | 0.7 %        | 1.5 %          |                |       |       |                   |       |       |
| > 25                | 0.2+(12.5/h) | 0.2+(1.3x25/h) |                |       |       |                   |       |       |

a)  $100 \text{ kV} \geq V > 30 \text{ kV}$  (avec un THD < 3%)

b)  $30 \text{ kV} \geq V > 1 \text{ kV}$  (avec un THD < 8%)

### I.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons expliqué le phénomène des harmoniques et ses différentes sources.

Commençant par la présentation des harmoniques, la décomposition d'un signal périodique,

On a vu aussi dans ce chapitre que les harmoniques sont caractérisées par deux facteurs.

Taux de distorsion harmonique et le facteur de puissance.

On a donné dans le même chapitre quelques sources qui génèrent des courants et des tensions harmoniques polluants.

On a clôturé ce premier chapitre par la normalisation, présentant les commissions et les organisations qui traitent ces perturbations.

La suite de ce chapitre sera présentée dans le second chapitre pour donner quelques effets et techniques pour l'élimination de la perturbation harmonique.



# Chapitre II

## II.1. Introduction

Afin de compenser toutes les perturbations, séparées en deux types : courant et tension, deux groupes de solution de dépollution : traditionnelle et moderne, vont être étudiées. L'approche de la dépollution la mieux adaptée à notre objectif de recherche sera détaillée par la suite.

## II.2. Effets des harmoniques

Les effets des harmoniques les plus connus et le plus spectaculaire sont la destruction des condensateurs ou des disjoncteurs sous l'effet des forts courants harmoniques amplifiés par des résonances.

Un autre phénomène, de plus en plus rencontré, est l'échauffement des transformateurs et des conducteurs de neutre sous l'effet des courants harmoniques de rang 3. [3]

### ➤ Effets instantanés :

- ✓ Déclenchement intempestifs des protections.
- ✓ Perturbations induites des systèmes à courant faibles
- ✓ Vibrations et bruits acoustiques anormaux (tableaux BT, moteurs, transformateurs).
- ✓ Destruction par surcharge thermique de condensateurs.
- ✓ Pertes de précision des appareils de mesure.

### ➤ Effets à long terme :

- ✓ Une surcharge en courant provoque des échauffements supplémentaires donc un vieillissement prématuré des équipements.
- ✓ Echauffement des transformateurs et des alternateurs (par augmentation des pertes Joule, des pertes fer...).
- ✓ Fatigue mécanique (couples pulsatoires dans les machines asynchrones .....)
- ✓ Echauffement des récepteurs : des conducteurs de phase et du neutre par augmentation des pertes Joule et diélectriques.
- ✓ Destruction de matériels (condensateurs, disjoncteurs...).
- ✓ Rayonnement électromagnétique perturbant les écrans (micro-ordinateurs, appareils de laboratoire...)

### II.3. Sensibilité des différents types de matériels

#### -Transformateurs

Les transformateurs subissent des échauffements supplémentaires en présence de courants harmoniques. Les pertes dans le transformateur se composent :

- ❖ Des pertes Joule dans enroulements

$$P_j = RI_{eff}^2 \quad (II.1)$$

- ❖ Des pertes fers dans le noyau magnétique que se décomposent en pertes par hystérésis :

$$P_{hyst} = V \times S \times F \quad (II.2)$$

S : la surface de cycles d'hystérésis [T.A/m]

V : le volume de circuit magnétique [ $m^3$ ], F : la fréquence [ $H_z$ ]

- ❖ des pertes par des courants de Foucault :

$$P_{foucault} = \frac{\pi^2}{6} \times \frac{d^2}{\rho} \times B_{eff}^2 \times F^2 \quad (II.3)$$

d: l'épaisseur des tôles magnétiques [mm],

$\rho$ : La résistivité du matériau [ $\Omega/m^2$ ],

B: l'induction magnétique [T].

Pour prémunir les transformateurs contre les effets des courants harmoniques, on détermine un facteur K de déclassement selon la norme UTE C15-112. Et on calcul la puissance admissible dans le transformateur par :

$$S_{admissible} = K \cdot S_{nominal} \quad (II.4)$$

#### -Câble de puissance

La circulation de courants harmoniques dans les câbles se traduit par des pertes joules selon la loi d'Ohm :

$$P = R \cdot I_{eff}^2 = R \cdot \sum_{h=1}^N I_h^2 \quad (II.5)$$

La puissance dissipée est limitée pour éviter les points chauds. Les câbles sont dimensionnés pour supporter un courant efficace  $I_{eff}$ . La présence des composantes harmoniques se traduit par une nécessité de déclassement à 50Hz de courant admissible.

**-Condensateurs de puissance :**

Les normes CEI 871 (-1 et -2) déterminent l'immunité des condensateurs de puissance aux harmoniques. Ils doivent résister à une tension efficace (tenant compte des tensions harmoniques) à 110% de tension nominal du condensateur.

Ils doivent aussi résister à une contrainte courant harmonique : le courant efficace circulant dans le condensateur ne doit pas dépasser 1,6 fois le courant nominale.

La norme propose d'adopter une tension de teste pour l'essai de tenue en tension continue  $U_t$  dépendant des valeurs efficacee des tensions harmoniques après l'installation :

$$U_t = U_1 + \sum_{h=2}^{50} U_h \tag{II.6}$$

**-Relais de protection :**

La présence des harmoniques dans une bobine se traduit par des pertes joules supplémentaires qui entraînent des sur échauffements. Dans le cas des relais thermique de protection, ceci se traduit par des déclanchement intempestifs ou par une perte précision du seuil de déclanchement.

**-Compteur électrique :**

La précision des mesures de puissances : active, réactive et apparente est influencée par la présence d'harmonique de tension et du courant.

Les appareils destinés à la mesure des consommations exploitent des principes de mesures très différents. Chaque type d'appareil a donc des réactions qui lui sont propres en présence d'harmonique.

La puissance apparente peut s'écrire en faisant apparaître la notion de la puissance déformante D :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \tag{II.7}$$

Avec

$$D = \sqrt{\sum_{j \neq k}^n [V_k^2 I_j^2 + V_j^2 I_k^2 - V_k I_k V_j I_j \cos(\varphi_k - \varphi_j)]} \tag{II.8}$$

et  $j, k=1, 2, 3, \dots, n$

En raison de la présence de termes croisés (produits de termes en k et j), la puissance déformante est non nuls dès l'instant où apparaît une déformation harmonique.

Lorsqu'un appareil de mesure calcul S par le produit des valeurs efficaces des signaux de tension et de courant, le résultat est correct. En revanche, à partir de P et Q obtenu par

déphasage de  $\pi/2$ , le résultat est faussé, car il ne tient pas compte de la puissance déformante.

**Tableau (II.1) : effets des harmoniques sur différents types de matériel.**

| Matériel                          | Type de sensibilité | Effets  |
|-----------------------------------|---------------------|---|
| <b>Transformateurs</b>            | $I_h$               | -pertes ohmiques supplémentaires dans les enroulements<br>-pertes fer supplémentaires par courant de Foucault<br>-échauffement des enroulements primaires couplé en triangle en présence de courant harmoniques homopolaires au secondaire<br>-vibrations mécaniques  |
| <b>Moteurs asynchrones</b>        | $V_h$               | -pertes supplémentaires dans les enroulements, proportionnelles à $U_h^2/h^2$<br>-limitation des performances en puissance  |
| <b>Machine synchrone</b>          | $I_h$ et $V_h$      | -limitation des caractéristiques en puissance<br>-couples pulsatoires<br>-pertes supplémentaires (pertes joules dans le cuivre) dans les enroulements statoriques et dans les amortisseurs en présence :<br>*de courant harmonique pour les alternateurs (pertes proportionnelles à $I_h^2/h^2$ )<br>* de tension pour les moteurs synchrones (pertes proportionnelle à $U_h^2/h^2$ ) |
| <b>Condensateurs de puissance</b> | $I_h$ et $V_h$      | -pertes diélectriques supplémentaires<br>- pertes proportionnelles à $U_h^2/h^2$  |
| <b>Redresseurs</b>                | $V_h$               | Troubles fonctionnels liés à distorsion de tension  |

|                             |                       |   |
|-----------------------------|-----------------------|---|
| <b>ASI</b>                  | $I_h$                 | Limitation du courant en présence d'une charge aval présentant un fort facteur de crête   |
| <b>Variateurs</b>           | $V_h$                 | Déclenchement intempestif des systèmes de protection  |
| <b>Relais de protection</b> | $I_h \text{ et } V_h$ | -déclenchement intempestif en présence d'harmoniques de rang 3<br>-pertes de sensibilité des relais différentiels par effet de saturation                             |
| <b>Eclairage</b>            | $V_h$                 | -lampes à décharge : flicker en présence d'une tension harmoniques de rang 2<br>-claquage par facteur de crête de la tension  |
| <b>Câbles</b>               | $I_h \text{ et } V_h$ | -pertes ohmiques supplémentaires, surtout dans le câble du neutre en présence d'harmonique de rang 3<br>-pertes d'électriques liées au facteur de crête de la tension |

#### **II.4. Propagation des harmoniques**

Les courants harmoniques sont injectés par les charges non linéaires raccordées à un réseau. Ils rencontrent les impédances des éléments qu'ils traversent en créant des tensions harmoniques aux bornes de ces éléments (voir l'expression (I.2)).

On cherche à connaître la valeur des tensions harmoniques en chaque point des réseaux afin de vérifier le respect des niveaux de compatibilité, ainsi que les courants traversant chaque élément du réseau afin de déterminer le dimensionnement ou de détecter la présence d'une surcharge.

Les courants harmoniques se propagent avec peu d'atténuation des réseaux basse tension vers les réseaux de tension supérieure, alors que les tensions harmoniques se propagent bien des niveaux de tension élevés vers les niveaux de tension inférieure. [5]

## II.5. Remèdes

Avant de passer à la solution par les filtres (passifs, actifs, mixtes) il y a des précautions à prendre lors de la conception d'un réseau [3].

### II.5.1. Précautions

#### A) augmentation de la puissance de court circuit

##### ➤ choix du niveau de tension

Le choix du niveau de tension d'alimentation des appareils ou système susceptibles de produire des harmoniques a un fort impact sur la valeur de la puissance du court circuit au point d'injection. Or, en l'absence de tout phénomène de résonance, il apparait que la perturbation harmonique globale croit lorsque la puissance de court circuit diminue.

En dehors de toute considération économique, on s'efforcera d'alimenter les équipements perturbateurs à partir du point du réseau où la puissance de court circuit disponible est la plus élevée.

##### ➤ séparation de l'alimentation des équipements

Lors de la conception d'un réseau d'une usine ou d'un réseau tertiaire, il faut dissocier l'alimentation des équipements très perturbateurs de celle des autres équipements. Cette dissociation doit se faire en considérant que le point commun d'alimentation entre matériels polluants et matériels sensibles doit être au niveau de puissance de court circuit le plus élevé possible.

Il ne faut pas connecter les batteries de condensateur de compensation de l'énergie réactive près des variateurs.

#### B) Rôle joué par les moteurs asynchrones

Les moteurs asynchrones sont très répandus dans l'industrie. Ils présentent une impédance à la fois inductive et résistive. Généralement, leur présence produit une limitation des tensions harmoniques.

L'inductance des moteurs asynchrones participe à la résonance avec la capacité du réseau. Dans certains cas, il peut y avoir amplification des harmoniques.

Il est préférable d'enclencher les moteurs asynchrones avant ou en même temps que leurs batteries de condensateurs de compensation de l'énergie réactive afin d'éviter la résonance du réseau à des fréquences basses.

### C) un bon choix et une bonne utilisation des redresseurs

En première approximation, le module des courants harmoniques engendrés par un groupe de conversion varie en raison inverse du rang harmonique. Pour ne pas faire apparaître de rangs harmoniques bas, on doit utiliser des redresseurs à indice de pulsation  $p$  élevé.

Un pont redresseur hexaphasé a un indice de pulsation  $p=6$  (rangs 5, 7, 11, 13, 19, 23, 25, etc.) et le pont dodécaphasé  $p=12$  (rangs 11, 13, 23, 25, etc.).

### D) surdimensionnement des équipements

Pour se prémunir des effets des harmoniques, une solution simple consiste à surdimensionner l'appareillage.

#### ➤ Machines synchrones

Certains constructeurs préconisent un déclassement de 10% pour les alternateurs alimentant 30% de charges non linéaire.

#### ➤ Machines asynchrones

Une règle pratique consiste à ne pas dépasser une distorsion de tension de 10% pour l'alimentation de la machine. au delà on est amené à la surdimensionner.

#### ➤ transformateurs

Le facteur de déclassement  $K$  est défini dans la norme UTE C15 112

$$K = \frac{1}{\sqrt{1 + 0.1[\sum_{h=2}^{40} h^{1.6} T_h^2]}} \quad (\text{II.9})$$

$$\text{Où} \quad T_h = \frac{I_h}{I_{1 \text{ nom transf}}} \quad (\text{II.10})$$

On calcule la puissance admissible dans le transformateur par  $S_{adm}$

$$S_{adm} = K \times S_{nominal}. \quad (\text{II.11})$$

#### ➤ câbles

On calcule le facteur par lequel il est nécessaire de réduire le courant fondamental admissible par :

$$K = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \quad (\text{II.12})$$

$THD_i$  Est le taux de distorsion en courant.



➤ **condensateurs**

Les normes CEI 871 fixent l'immunité des condensateurs aux harmoniques. Ils doivent résister à une tension efficace (tenant donc compte des tensions harmoniques) au moins égale à 1.1 fois la tension nominale.

Ils doivent aussi résister à une contrainte en courant harmonique : la valeur efficace du courant circulant dans le condensateur ne doit pas dépasser 1.3 fois le courant nominal.

Mais les contraintes en tension et en courant ne sont pas cumulables. La contrainte appliquée au condensateur doit être telle que :

$$\sqrt{3} U_{\text{eff}} I_{\text{eff}} < 1.3 Q_n \quad (\text{II.13})$$

## II.5.2. Filtrages

### II.5.2.1. Filtrage passif

Son principe est de modifier localement l'impédance du réseau, de façon à dériver les courants harmoniques et à éliminer les tensions harmoniques là où c'est nécessaire. On associe des éléments capacitifs et inductifs de manière à obtenir une résonance série accordée à une fréquence choisie. On peut distinguer trois types de filtres passifs :

➤ **Inductance anti harmonique (ou filtre barrage) :**

Cette première solution consiste à installer une inductance en série avec les condensateurs de compensation sur chaque branche monophasée.

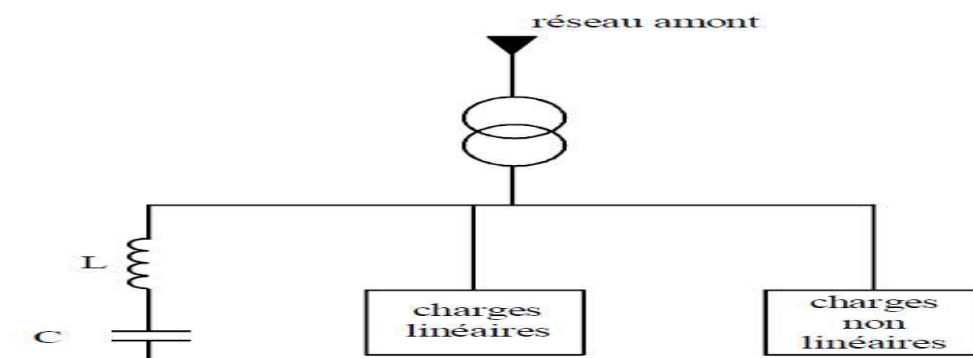


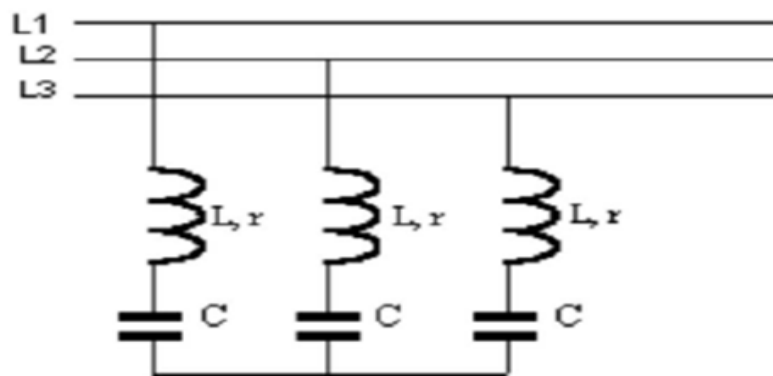
Fig. (II.1) : inductance anti harmonique

Ce type de filtre se comporte comme un court-circuit à sa fréquence d'accord. Il est capacitif en deçà et inductif au-delà. Ce dispositif a pour objectif de protéger les batteries de

condensateurs d'une surintensité due aux harmoniques. Il a en outre pour effet de réduire les tensions harmoniques aux bornes de ces condensateurs. Il permet souvent de réduire les valeurs d'impédance harmonique du réseau, vue du point d'injection au voisinage de la fréquence d'accord et donc les tensions harmoniques sur le réseau.[2]

➤ **Filtres résonants :**

A l'inverse d'une inductance anti harmonique, un filtre résonant a pour objet de présenter une impédance très faible au passage d'un courant harmonique à un rang déterminé.



**Fig. (II.2) :** schéma d'un filtre résonant

La constitution d'un filtre résonant est semblable à celle d'un ensemble inductance anti harmonique plus condensateur de compensation. Trois différences existent cependant :

- Le facteur de qualité d'un filtre résonant est élevé, l'accord de filtre est donc très pointu ;
- On installe souvent plusieurs filtres résonants en parallèle, correspondant aux différents rangs harmoniques à filtrer ;
- Un filtre est calculé au cas par cas alors qu'une inductance anti harmonique est un élément standard.

La puissance réactive nécessaire pour l'installation est répartie entre les condensateurs des différents filtres. Ceci nécessite une étude fine du profil de charge de l'installation.[1]

➤ **Filtres amortis :**

Un filtre amorti se compose d'une capacité en série avec un ensemble constitué de la mise en parallèle d'une inductance et d'une résistance appelée résistance d'amortissement. Il est utilisé lorsque les performances demandées ne sont pas trop élevées, on l'utilise souvent pour filtrer simultanément les plus hautes fréquences du spectre, et non une fréquence particulière. C'est un filtre « passe haut », d'ordre 2.

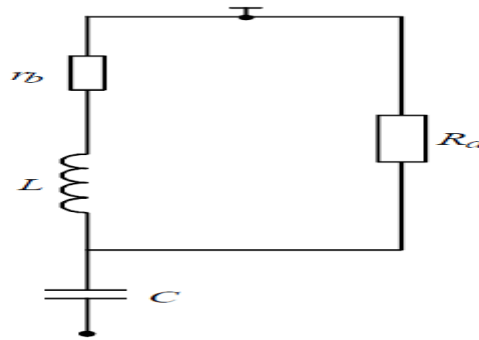


Fig. (II.3) : schéma d'un filtre amorti

### II.5.2.2. Filtrage actif

En plus des éléments (R, L, C) propres aux filtres passifs, les filtres actifs comprennent des convertisseurs de puissance. Ce sont des sources de courant ou de tension qui éliminent les perturbations harmoniques en injectant en série ou en parallèle sur le réseau des courants, des tensions, ou les deux à la fois, en opposition par rapport aux perturbations existantes : courant harmonique créé par la charge, ou tensions harmoniques présentes sur le réseau.

➤ **Filtrage actif série**

Le filtre actif fonctionnant en compensateur de tension fournit une tension qui s'oppose à la tension harmonique venant de côté source et la chute de tension harmonique due à la charge non linéaire. On arrive ainsi à limiter la tension harmonique aux bornes de la charge.

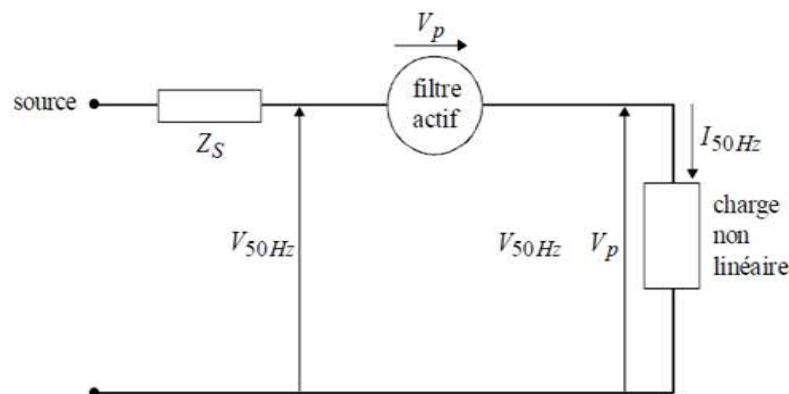
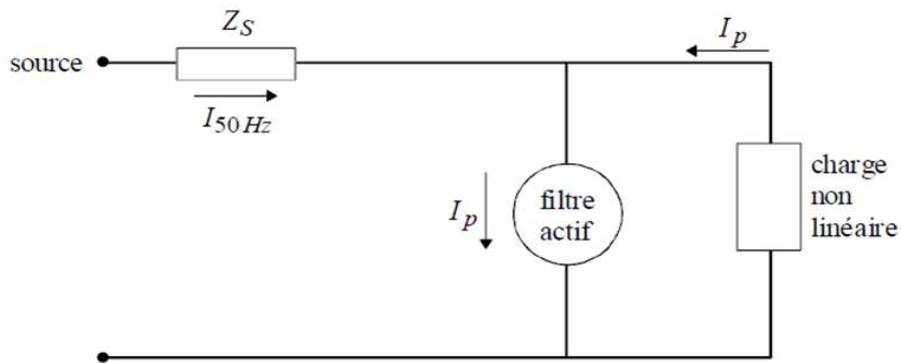


Fig. (II.4) : filtre actif série

➤ **Filtrage actif parallèle**

Le filtre actif peut être placé en parallèle avec la charge. On parle alors de filtre shunt ou parallèle. Il existe deux types de fonctionnement pour un filtre actif parallèle (selon le type d'élément de stockage capacitif ou inductif) :

- compensation des courants harmoniques
- compensation des tensions harmoniques



Fig(II.5) : filtre actif parallèle

➤ **combinaison parallèle – série actif (UPFC) ou (UPQC)**

La combinaison parallèle –série appelée (Unified Power Quality Conditioner), résulte de l'association des deux filtres parallèle et série, comme le montre la figure (II.6). Profitant des avantages des deux filtres actifs, l'UPFC assure un courant et une tension sinusoïdaux du réseau électrique à partir d'un courant et d'une tension perturbés de celui-ci.

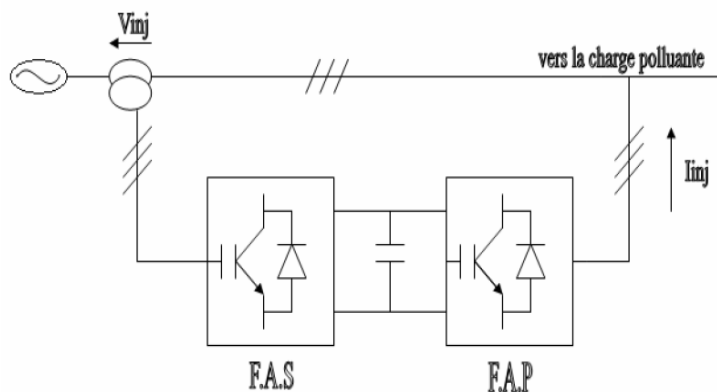


Fig. (II.6) : parallèle - série actif (UPFC)

**II.5.2.3. Filtrage hybride (mixte)**

Le filtrage mixte ou hybride résulte de l'association d'un filtre passif et d'un filtre actif. L'intérêt des filtres mixtes est que le filtre passif prend en charge la compensation d'une

grande partie des harmoniques ; le filtre actif maintient les performances de filtrage en fonction de l'évolution de la charge et du réseau.

Ainsi la puissance de convertisseur qui constitue le filtre actif est fortement diminuée grâce aux éléments passifs. Ces structures permettent donc d'optimiser le rapport performance / coût et d'avoir une meilleure tenue en tension. [3]

De nombreuses variantes sont possibles, mais peu ont été réalisées industriellement. Des performances élevées sont possibles, même avec un filtre actif de puissance réduite

- ✓ Filtre actif en série avec la source /filtres passifs en parallèle avec la charge.
- ✓ Filtre actif et filtres passifs en parallèle avec la charge.
- ✓ Filtre actif aux bornes d'un pont diviseur.

## **II.6. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons envisagé des solutions afin d'éliminer les effets engendrées par ces harmoniques.

L'apparition des harmoniques dans les réseaux a pour conséquence le risque de dysfonctionnement et de vieillissement accéléré des appareils.

En pratique, il faut prédire les effets des harmoniques des charges avant leurs installations, ce qui nous permet de décider si oui ou non on doit entreprendre une action pour remédier.

# Chapitre III

### III.1. Introduction

L'exploitation des réseaux électroniques et la planification font intervenir le calcul de l'écoulement de puissance où la planification comprend la maîtrise de capacités et des réactions du réseau face à son extension, et l'exploitation implique la connaissance des capacités du réseau à résister à la perte d'une centrale et /ou d'une ligne majeure.

Le calcul de l'écoulement de puissance est d'une importance capitale puisqu'il nous permet de connaître l'état de système c'est-à-dire le profil des tensions à travers le réseau étudié et par la suite, les puissances générées, celles qui transitent dans les lignes et les transformateurs ainsi que les pertes de transmission en tout nœud du réseau. On en distingue trois types de nœuds :

-Nœud de régulation type (P.V) : où la puissance active et le module de la tension sont connus.

-Nœud consommateur type (P.Q) : les puissances active et réactive sont spécifiées.

-Nœud bilan : il fournit les puissances active et réactive supplémentaires qu'il faut ajouter pour tenir compte des pertes à déterminer.

Le nœud bilan correspond au nœud qui à la plus grande production (centrale). On récapitule les grandeurs connues et inconnues dans le tableau suivant :

**Tab . (III.1): Récapitulation du différent nœud du réseau.**

| Type de nœud | Grandeurs connues | Grandeurs inconnues |
|--------------|-------------------|---------------------|
| Régulation   | P, V              | Q, $\varphi$        |
| Consommateur | P, Q              | V, $\varphi$        |
| Bilan        | V, $\varphi$      | P, Q                |

### III. 2. Classification des réseaux électriques de distribution

Les réseaux électriques de distribution peuvent être classifiés selon plusieurs critères :

➤ **Selon la tension nominale**

On distingue plusieurs niveaux :

- Basse tension (BT) de 0.127 k V à 1k V
- Moyenne tension (MT) de 3k V à 30k V

➤ **Selon la structure topologique**

On distingue trois types :

- Structure radiale,
- Structure magistrale
- Structure bouclée,

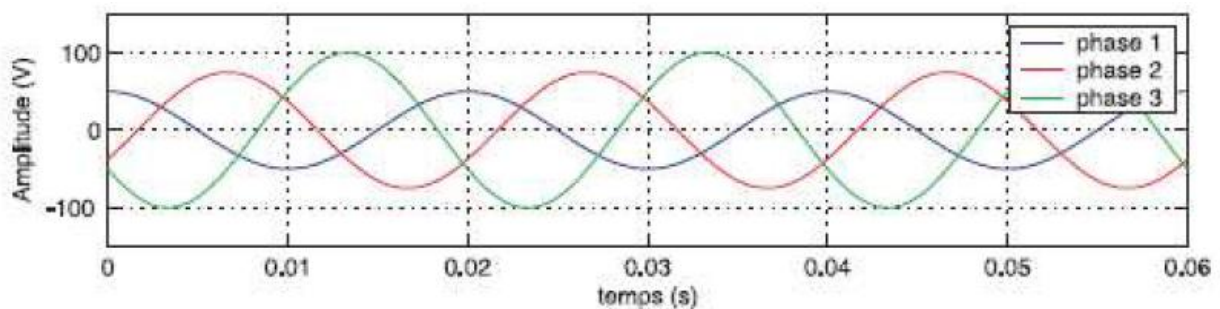
Dans notre étude on s'intéresse au réseau de distribution de structure radiale

### III.3. Déséquilibre du courant et de la tension

Le distributeur d'électricité fournit à l'utilisateur un ensemble de trois tensions sinusoïdales appelé système triphasé. Ces trois tensions ont théoriquement la même valeur efficace et sont également décalées d'un angle de  $120^\circ$  les unes par rapport aux autres.

Lorsque les trois tensions ne sont pas identiques en amplitude et /ou ne sont pas décalées d'un angle de  $120^\circ$  les unes par rapport aux autres, on parlera de déséquilibre triphasé.

Un système déséquilibré est une situation où les trois tensions de système triphasé ne sont pas égales en amplitude ou ne sont pas déphasées de  $120^\circ$  les unes par rapport aux autres.



**Fig. (III.1) :** déséquilibre des tensions

#### III.3.1. Origines du déséquilibre

Un récepteur triphasé électrique qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension due à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau. Ceci est fréquent pour les réceptrices monophasées basses tensions. Mais cela être également engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la tension ferroviaire.



### III.3.2. Caractérisation du déséquilibre de la tension

Le déséquilibre en tension est caractérisé par le taux de déséquilibre de tension donné par le rapport des amplitudes des tensions inverse et directe :  $\tau_V = \frac{V_i}{V_d}$  (III.1)

### III.3.3. Effets du déséquilibre

Il est plus intéressant le d'aborder problème du déséquilibre par type d'équipement. Le déséquilibre d'une installation triphasée peut entraîner un dysfonctionnement des appareils basses tensions connectés :

- ✓ Mauvais fonctionnent d'un appareil monophasé alimenté par tension très faible (lampe incandescence qui fournit un mauvais éclairage).
- ✓ Destruction d'un appareil monophasé alimenté par une tension trop élevée, il peut être détruit (claquage d'un filament de lampe par surtension).

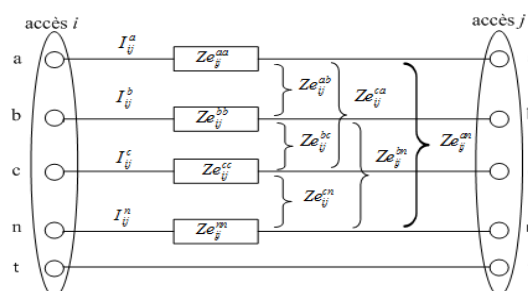
Concernant les dispositifs triphasés d'électronique de puissance, principalement les ponts redresseurs, le fonctionnement en présence de déséquilibre entraîne l'apparition des harmoniques de rang multiple de 3.

- ✓ La conséquence des composantes inverses sur les machines tournantes est la création d'un champ tournant en sens inverse du sens de rotation normal, d'où un couple de freinage parasite et des pertes supplémentaires qui provoquent l'effauffement de la machine
- ✓ Concernant l'effet du déséquilibre homopolaire, il faut signaler le risque d'échauffement du conducteur neutre. [5]

### III.3.4. Mise en équation d'un système triphasé déséquilibré

➤ **Modèle de ligne triphasé déséquilibrée**

La figure [III.2] montre une ligne triphasée entre deux accès *i* et *j* [3].



**Fig (III.2) :** Section de ligne triphasée entre deux accès *i* et *j*

D'après Carson et Lewis [7]. Une matrice (4\*4), qui tient compte les effets mutuels

entre phase d'une ligne triphasée déséquilibrée, peut être exprimée comme suit :

$$\left[ Z_{ij}^{abcn} \right] = \begin{bmatrix} Z_{ij}^{aa} & Z_{ij}^{ab} & Z_{ij}^{ac} & Z_{ij}^{an} \\ Z_{ij}^{ba} & Z_{ij}^{bb} & Z_{ij}^{bc} & Z_{ij}^{bn} \\ Z_{ij}^{ca} & Z_{ij}^{cb} & Z_{ij}^{cc} & Z_{ij}^{cn} \\ Z_{ij}^{na} & Z_{ij}^{nb} & Z_{ij}^{nc} & Z_{ij}^{nn} \end{bmatrix}$$

Après que la simplification de Kron est appliquée, les effets du câble de masse ou de neutre sont encore inclus dans ce modèle comme il est indiqué :

$$\left[ Z_{ij}^{abc} \right] = \begin{bmatrix} Z_{ij}^{aa} & Z_{ij}^{ab} & Z_{ij}^{ac} \\ Z_{ij}^{ba} & Z_{ij}^{bb} & Z_{ij}^{bc} \\ Z_{ij}^{ca} & Z_{ij}^{cb} & Z_{ij}^{cc} \end{bmatrix}$$

Le rapport entre les tensions des phases et les courants de branche dans la figure [III.2] peut être exprimé par :

$$\begin{bmatrix} V_i^{ag} - V_j^{ag} \\ V_i^{bg} - V_j^{bg} \\ V_i^{cg} - V_j^{cg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ij}^a \\ V_{ij}^b \\ V_{ij}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{ij}^{aa} & Z_{ij}^{ab} & Z_{ij}^{ac} \\ Z_{ij}^{ba} & Z_{ij}^{bb} & Z_{ij}^{bc} \\ Z_{ij}^{ca} & Z_{ij}^{cb} & Z_{ij}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ij}^a \\ I_{ij}^b \\ I_{ij}^c \end{bmatrix}$$

Toutes les phases qui ne sont pas présentées, les lignes et les colonnes correspondantes dans cette matrice sont nulles.

La même méthodologie est employée pour modeler une section de ligne biphasée ou monophasée. Par exemple, dans le cas de la ligne biphasé (phases *a* et *c*) l'équation précédente devient :

$$\begin{bmatrix} V_i^{ag} - V_j^{ag} \\ 0 \\ V_i^{cg} - V_j^{cg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ij}^a \\ 0 \\ V_{ij}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{ij}^{aa} & 0 & Z_{ij}^{ac} \\ 0 & 0 & 0 \\ Z_{ij}^{ca} & 0 & Z_{ij}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ij}^a \\ 0 \\ I_{ij}^c \end{bmatrix}$$

Aussi pour la ligne monophasée (phase *a*), l'équation de biphasée peut être écrite comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_i^{ag} - V_j^{ag} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ij}^a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{ij}^{aa} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ij}^a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

La figure [III.3] montre une ligne monophasée composante d'une phase (*a*) et le neutre. La chute de tension dans la phase (*a*) peut être exprimée par l'équation ci-après :

$$V_{ij}^a = V_i^{an} - V_j^{an} \tag{III.2}$$

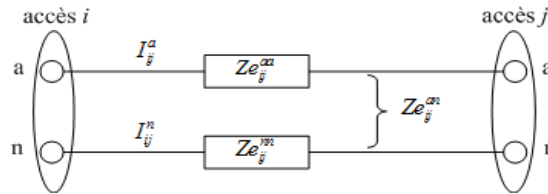


Fig (III.3) : Section de ligne monophasé entre deux accès *i* et *j*

En général les tensions des réseaux de distributions radiales déséquilibrées peuvent être écrites par l'équation :

$$\begin{bmatrix} V_i^a \\ V_i^b \\ V_i^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_j^a \\ V_j^b \\ V_j^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{ij}^{aa} & Z_{ij}^{ab} & Z_{ij}^{ac} \\ Z_{ij}^{ba} & Z_{ij}^{bb} & Z_{ij}^{bc} \\ Z_{ij}^{ca} & Z_{ij}^{cb} & Z_{ij}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ij}^a \\ I_{ij}^b \\ I_{ij}^c \end{bmatrix}$$

Là où *i* est accès source et *j* est accès récepteur des phases (*a*, *b*, et *c*) considérons la branche entre les deux accès, alors, les tensions aux accès de récepteur *j* peuvent être déterminées avec la connaissance des tensions au nœud *i* par la relation suivante [3] :

$$\begin{bmatrix} V_j^a \\ V_j^b \\ V_j^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^a \\ V_i^b \\ V_i^c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{ij}^{aa} & Z_{ij}^{ab} & Z_{ij}^{ac} \\ Z_{ij}^{ba} & Z_{ij}^{bb} & Z_{ij}^{bc} \\ Z_{ij}^{ca} & Z_{ij}^{cb} & Z_{ij}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ij}^a \\ I_{ij}^b \\ I_{ij}^c \end{bmatrix}$$

Pour l'accès *i*, la puissance est exprimée par la relation suivante :

$$S_i^{abc} = P_i^{abc} + jQ_i^{abc} \tag{III.3}$$

Le courant équivalent injecté à l'accès  $i$  pour les trois phases :

$$I_i^{abc} = \left( \frac{P_i^{abc} + jQ_i^{abc}}{V_i^{abc}} \right)^* \quad (\text{III.4})$$

Ainsi les pertes de puissance active et réactive pour les phases ( $a$ ,  $b$  et  $c$ ) sont déterminées comme suit:

$$\Delta S_i^{abc} = \Delta P_i^{abc} + j\Delta Q_i^{abc} = V_i^{abc}(I_{ij}^{abc})^* - V_j^{abc}(I_{ji}^{abc})^* \quad (\text{III.5})$$

### III.4. Calcul d'écoulement de puissance

Le calcul d'écoulement de puissance nous permet de déterminer le module et le déphasage des tensions de tous les accès ainsi que les puissances actives et réactives qui transitent dans les branches.

Et pour résoudre ce problème, ce qui veut dire résoudre un système de  $(2n)$  équations algébriques non linéaires pour  $(n)$  accès, il est nécessaire d'utiliser des méthodes de calcul numérique.

#### III.4.1. Méthodes numériques de calcul d'écoulement de puissance

Durant les dernières décennies, des techniques efficaces comme gauss-Seidel, Newton-Raphson et la méthode découplée rapide ont été développées et sont largement utilisées dans le calcul, le contrôle et la planification des réseaux électriques. Cependant, il a été démontré à plusieurs reprises que ces méthodes divergent dans les réseaux de distribution en raison des valeurs élevées du rapport  $R/X$ . Il y a aussi d'autres méthodes spéciales pour le calcul des réseaux radiaux. Les méthodes développées pour la résolution des réseaux radiaux peuvent être classées en deux catégories.

#### III.4.2. Écoulement de puissance fondamental

L'écoulement de puissance est un outil très important pour l'analyse des réseaux de distribution et employé dans des opérations de planification.

Beaucoup d'applications en temps réel dans le système d'automatisation de distribution (DAS) et le système de gestion de distribution (DMS), comme l'optimisation de réseau,

planification de variété, commutation, évaluation d'état et ainsi de suite, ont besoin de l'appui d'une méthode robuste et efficace d'écoulement de puissance.

### III.4 .3. La méthode basée sur la topologie des réseaux

Dans cette méthode, un algorithme a été développé pour le calcul d'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution. On a seulement besoin de deux matrices pour obtenir la solution de l'écoulement de puissance, elles sont : la matrice BIBC (bus-injection to branch-current ) et la matrice BCBV (branch-current to bus-voltage ). Les algorithmes traditionnels de Newton-Raphson et de la matrice implicite de Gauss (Z), ont besoin de la décomposition de LU et de la substitution de progression-rétroaction de la matrice de Jacobien ou de la matrice admittance (Y), mais ne sont pas nécessaire pour ce nouveau développement. Les dispositifs de cette méthode sont robustes et le calcul est rapide. Les essais prouvent que la méthode proposée converge dans presque toutes les circonstances pour les réseaux de distribution.

#### ➤ Matrice [BIBC]

Soit un réseau de distribution qui figure en [III.4] est employé en tant que exemple. Les puissances des charges peuvent être converties aux courants des charges équivalentes injectées, les courants des branches peuvent être obtenus en appliquant les lois de Kirchhoff au réseau de distribution. Les courants des branches peuvent être exprimés en fonction des courants de charges.

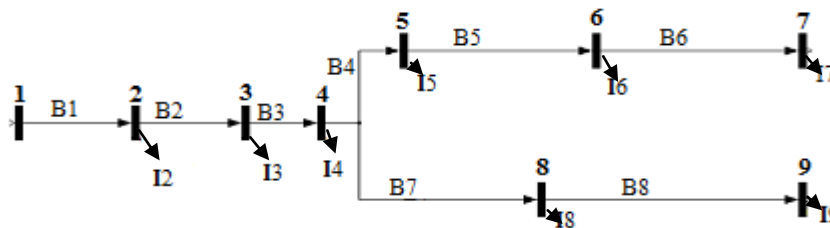


Fig (III.4): réseau de 9 bus

$$B_1 = I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 + I_7 + I_8 + I_9$$

$$B_2 = I_3 + I_4 + I_5 + I_6 + I_7 + I_8 + I_9$$

$$B_3 = I_4 + I_5 + I_6 + I_7 + I_8 + I_9$$

$$B_4 = I_5 + I_6 + I_7$$

$$B_5 = I_6 + I_7$$

$$B_6 = I_7$$

(III.6)

$$B_7 = I_8 + I_9$$

$$B_8 = I_9$$

Par conséquent, le rapport entre les courants injectés à l'accès et les courants de branche peuvent être exprimé comme suit :

$$\begin{pmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \\ B_6 \\ B_7 \\ B_8 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \\ I_9 \end{pmatrix} \quad (III.7)$$

L'équation (III.7) peut être réécrite sous la forme générale :

$$[B] = [BIBC][I] \quad (III.8)$$

[BIBC] : La matrice des courants de branche injectés à l'accès.

La matrice [BIBC] est une matrice triangulaire supérieure et contient des (0) et des (1) Seulement.

• **Algorithme de calcul de la matrice [BIBC]**

**Étape 1a :** Pour un réseau de distribution avec (m) branches et (n) accès, la dimension de la matrice [BIBC] est (m \* (n-1)) ;

**Étape 2a :** Si une ligne (B<sub>k</sub>) est située entre deux accès i et j, copier la colonne i de la matrice BIBC à la colonne j, et mettre (+1) en position de la ligne k dans la colonne j ;

**Étape 3a :** Un procédé de répétition de l'étape (2a) jusqu'à inclure toutes les branches dans la matrice [BIBC].

➤ **Matrice [BCBV]**

C'est le rapport entre les courants de branche et les tensions d'accès. Elle peut être obtenue par :

$$V_2 = V_1 - B_1 \cdot Z_{12}$$

$$V_3 = V_1 - B_1 \cdot Z_{12} - B_2 \cdot Z_{23}$$

$$\begin{aligned}
 V_4 &= V_1 - B_1 \cdot Z_{12} - B_2 \cdot Z_{23} - B_3 \cdot Z_{34} \\
 V_5 &= V_1 - B_1 \cdot Z_{12} - B_2 \cdot Z_{23} - B_3 \cdot Z_{34} - B_4 \cdot Z_{45} \\
 V_6 &= V_1 - B_1 \cdot Z_{12} - B_2 \cdot Z_{23} - B_3 \cdot Z_{34} - B_4 \cdot Z_{45} - B_5 \cdot Z_{56} \\
 V_7 &= V_1 - B_1 \cdot Z_{12} - B_2 \cdot Z_{23} - B_3 \cdot Z_{34} - B_4 \cdot Z_{45} - B_5 \cdot Z_{56} - B_6 \cdot Z_{67} \quad (III.9) \\
 V_8 &= V_1 - B_1 \cdot Z_{12} - B_2 \cdot Z_{23} - B_3 \cdot Z_{34} - B_7 \cdot Z_{48} \\
 V_9 &= V_1 - B_1 \cdot Z_{12} - B_2 \cdot Z_{23} - B_3 \cdot Z_{34} - B_7 \cdot Z_{48} - B_8 \cdot Z_{89}
 \end{aligned}$$

$V_i$  : La tension de l'accès  $i$  ;

$Z_{ij}$ : L'impédance de ligne entre l'accès  $i$  et l'accès  $j$ .

D'après (III.9), on peut constater que la tension d'accès peut être exprimée en fonction des courants de branche.

Les mêmes procédures peuvent être appliquées sur d'autres accès, le rapport entre les courants de branche et les tensions d'accès peut être exprimé par :

$$\begin{pmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ V_9 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & Z_{56} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & Z_{56} & Z_{67} & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{48} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{48} & Z_{89} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \\ B_6 \\ B_7 \\ B_8 \end{pmatrix} \quad (III.10)$$

L'équation (III.10) peut être réécrite se la forme générale :

$$[\Delta V] = [BCBV] \cdot [B] \quad (III.11)$$

• **Algorithme de calcul de la matrice de [BCBV]**

**Étape 1b :** Pour un réseau de distribution avec (m) branches et (n) nœuds, la dimension de la matrice [BCBV] est (m \* (n-1)) ;

**Étape 2b :** Si une ligne ( $B_k$ ) est située entre deux accès  $i$  et  $j$ , copions la ligne de l'accès  $i$  de la matrice [BCBV] à la ligne d'accès  $j$ , et mettre l'impédance de la ligne ( $Z_{ij}$ ) en position de la ligne  $j$  et de la colonne  $k$  ;

**Étape 3b** : Un procédé de répétition de l'étape (2b) jusqu'à inclure toutes les branches dans la matrice [BCBV].

❖ **Remarque**

L'algorithme peut facilement être augmenté à une section de ligne triphasée si la section de ligne entre l'accès i et l'accès j est une section de ligne triphasée, le courant correspondant à la branche ( $B_i$ ) sera un vecteur de (3\*1) et le (+I) dans la matrice [BIBC] devient une matrice d'identité de (3\*3). Similairement, l'élément  $Z_{ij}$  dans la matrice [BCBV] est remplacé par une matrice d'impédance de dimension (3\*3).

On peut également constater que les algorithmes des matrices [BIBC] et [BCBV] sont semblables. En fait, ces deux matrices étaient construites dans le même sous-programme.

### III.4.3.1. Développement de la méthode

Le développement des matrices [BIBC] et [BCBV] est basé sur la structure topologique des réseaux de distribution.

En Combinant les deux équations (III.8) et (III.11), le rapport entre les courants injectés à l'accès et les tensions d'accès peuvent être exprimé comme suit :

$$[\Delta V] = [BCBV][BIBC][I] = [DLF][I] \quad (\text{III.12})$$

Et la solution pour l'écoulement de puissance de réseau de distribution peut être obtenue par l'équation itérative (III.13 a-b-c) :

$$I_i^k = \left( \frac{P_i + jQ_i}{V_i^k} \right)^* \quad (\text{III.13a})$$

$$[\Delta V^{k+1}] = [DLF][I^k] \quad (\text{III.13b})$$

$$V^{k+1} = [V_1] + [\Delta V^{k+1}] \quad (\text{III.13c})$$

### III.4.3.2. Algorithme d'écoulement de puissance

1. Introduire les données de réseau ;
2. L'emploi des procédures (1a), (2a), (3a) et l'équation (III.8) pour former la matrice



[BIBC];

3. L'emploi des procédures (1b), (2b), (3b) et l'équation (III.11) pour former la matrice [BCBV];

4. L'emploi de l'équation (III.12) pour former la matrice [DLF];

5. Mettre le compteur d'itération  $k = 0$ ;

6. Itération  $k = k + 1$ ;

7. Résolution pour le triphasé, l'écoulement de puissance en employant les équations (III.13a) et (III.13b), et tensions initiales.

8. Si  $|I_i^{k+1}| - |I_i^k| > \varepsilon$  (la tolérance), aller à (6).

9. Imprimer les résultats.

### III.5. Répartition de la puissance harmonique

Aux fréquences plus hautes, le système d'alimentation entier est modélisé comme combinaison des sources courantes harmoniques et des éléments passifs. Puisque l'accès des composants de système variera avec l'ordre harmonique, la matrice admittance nodale est modifiée pour chaque ordre harmonique étudié.

En ce qui concerne les charges linéaires, l'équation (III.14) est un modèle généralisé qui se compose de résistance en parallèle à une inductance choisie pour expliquer les puissances actives et réactives respectives à la fréquence fondamentale. Puisqu'on assume que seulement  $(1 - \rho_i)$  la partie de la charge est linéaire l'accès de charge  $i$  est exprimé par :

$$\mathbf{y}_i^h = \frac{(1-\rho_i)}{|V_i^1|^2} (\mathbf{P}_i - j \frac{Q_i}{h}) \quad (\text{III.14})$$

Un condensateur de shunt et un segment de conducteur peuvent être représentés comme suit :

$$\mathbf{y}_{ci}^h = h \mathbf{y}_{ci}^1 \quad (\text{III.15})$$

$$\mathbf{y}_{i,i+1}^h = \frac{1}{\mathbf{R}_{i,i+1} + jh\mathbf{X}_{i,i+1}} \quad (\text{III.16})$$

Généralement, des charges non linéaires dans des réseaux de distribution sont considérées en tant que sources courantes harmoniques idéales qui produisent des courants harmoniques et les injectent dans des réseaux. Supposer que la charge au nœud  $i$  est séparée

dans les charges non linéaires de et les charges linéaires ; alors le courant harmonique injecté par cette charge est calculé comme suit :

$$I_i^h = \rho_i \frac{P_i - jQ_i}{h|V_i^1|^*} \quad (\text{III.17})$$

Où bien par la relation suivante :

$P_i, Q_i$ : Puissances active et réactive absorbées par la charge considérée au nœud  $i$ .

Un calcul harmonique primitif d'écoulement de puissance peut obtenir des tensions harmoniques de chaque autobus dans un système donné facilement en résolvant les équations suivantes :

$$V^h = [Y^h]^{-1} I^h \quad (\text{III.18})$$

$V^h$ : Vecteur harmonique de tension ;

$I^h$ : Vecteur harmonique du courant ;

$[Y^h]$ : Matrice admittance harmonique nodale.

À n'importe quel nœud  $i$ , la valeur efficace de la tension est définie comme suit :

$$|V_i| = \sqrt{\sum_{h=1}^N |V_i^h|^2} \quad (\text{III.19})$$

Le taux de déformation harmonique est souvent utilisé pour qualifier la déformation des ondes de tension par :

$$THD_{V_i} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^N |V_i^h|^2}}{|V_i^1|} \times 100\% \quad (\text{III.20})$$

On l'exige également pour être inférieur à la valeur maximale admise.

Ainsi les pertes de puissances active et réactive sont déterminées comme suit :

$$\Delta S_{i,i+1} = \Delta P_{i,i+1} + j\Delta Q_{i,i+1} = V_i (I_{i,i+1})^* - V_{i+1} (I_{i,i+1})^* \quad (\text{III.21})$$

Pertes de puissance fondamentale active :

$$\Delta P_{i,i+1}^1 = R_{i,i+1} (|V_i^1 - V_{i+1}^1| |y_{i,i+1}^1|)^2 \quad (\text{III.22})$$

Pertes de puissance active totale (fondamentale + harmonique) du réseau de  $m$  accès :

$$\Delta P = \sum_{h=1}^N (\sum_{i=1}^m R_{i,i+1} (|V_i^h - V_{i+1}^h| |y_{i,i+1}^h|)^2) \quad (\text{III.23})$$

$N$  : Est une limite supérieure des ordres harmoniques étant considérée.

### III.5.1. Construction de la matrice admittance nodale d'un réseau électrique

Les éléments de la diagonale :

$$Y_{ii}^h = \sum_{j=1}^m y_{ij}^h \quad (\text{III.24})$$

Les éléments hors diagonale :

$$Y_{ij}^h = -y_{ij}^h \quad (\text{III.25})$$

### III.5.2. Algorithme d'écoulement de puissance harmonique

1. Introduire les données de réseau ;
2. Placer l'ordre d'harmonique  $h$  ;
3. L'emploi des équations (III.24) et (III.25) pour former la matrice admittance nodale harmonique;
4. L'emploi de l'équation (III.17) pour calculer le vecteur harmonique du courant ;
5. L'emploi de l'équation (III.18) pour calculer le vecteur harmonique de tension ;
6. Si l'ordre d'harmonique considéré n'est pas atteint, aller à (2) ;
7. Imprimer les résultats.

### III.6. Conclusion

L'analyse des réseaux électriques de distribution nous a permis de modéliser toutes les composantes constituant ces derniers, et faire un modèle mathématique qui convient.

Dans notre étude nous avons choisi de travailler avec la méthode basée sur la topologie des réseaux en raison de sa rapidité de convergence et sa précision.

# Chapitre IV

## IV.1. Introduction

L'énergie électrique est essentiellement distribuée aux utilisateurs sous forme de courant alternatif par des réseaux en haute, moyenne, et basse tension. L'énergie consommée est composée d'une partie active transformée en chaleur ou mouvement, et d'une partie réactive transformée par les actionneurs électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques. L'utilisateur ne bénéficie que de l'apport énergétique de la partie active, la partie réactive ne peut être éliminée, mais doit être compensée par des dispositifs appropriés. [7]

L'objectif de la compensation de l'énergie réactive est de réduire le courant appelé sur le réseau et la circulation de l'énergie réactive sur le réseau de distribution entraîne :

- Des surcharges au niveau des transformateurs
- L'échauffement des câbles d'alimentation
- Des pertes supplémentaires
- Des chutes de tension importantes

## IV.2. Composante active et réactive de la puissance

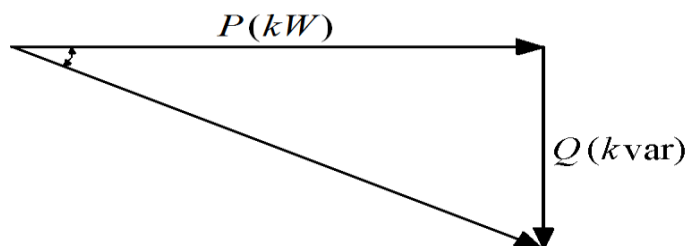
Pour les courants et des tensions ne comportant pas de composantes harmoniques, on définit pour un circuit monophasé [7] :

- la puissance active :  $P = V.I.\cos \varphi$  (en W ou kW) (IV.1)

- la puissance réactive :  $Q = V.I.\sin \varphi$  (en VAR ou kVAR) (IV.2)

- la puissance apparente :  $S = V.I$  (en VA ou kVA) (IV.3)

Ces puissances se composent vectoriellement comme indiqué sur la figure (IV.1).



**Fig. (IV.1) :** composition vectorielle des puissances active, réactive et apparente

S : puissance apparente

P : puissance active

Q : puissance réactive

$\varphi$  : Déphasage entre la puissance apparente et la puissance active (égale au déphasage entre le courant et la tension).

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

Dans ce cas  $\cos \varphi = \frac{P}{S}$  est appelé facteur de puissance.

### IV.3. Facteur de puissance

Le facteur de puissance est défini par le rapport suivant :

$$F = \frac{P}{S} \quad (\text{IV.5})$$

En absence d'harmonique, le facteur de puissance est égal à  $\cos \varphi$ .

Par contre, en présence d'harmonique ces deux valeurs peuvent être très différentes :

$$F = F_d \cdot \cos \varphi \quad (\text{IV.6})$$

$F_d$  : facteur de déformation.

Par exemple, pour un variateur de vitesse (générateur de courant harmonique de valeur importante) :  $F=0,54$        $\cos \varphi=0,85$ .

Et donc le facteur de puissance est d'autant meilleur qu'il est proche de 1. Nous allons voir qu'augmenter le facteur de puissance optimise le fonctionnement du réseau électrique.

### IV.4. Circulation de l'énergie réactive

La circulation de l'énergie réactive a des influences importantes sur le choix des matériels et le fonctionnement des réseaux. Elle a, par conséquent, des incidences économiques. [2]

En effet, pour une même puissance active  $P$  utilisée, la figure (IV.2) montre qu'il faut fournir d'autant plus de puissance apparente ( $S_2 > S_1$ ) que le  $\cos \varphi$  soit faible, c'est-à-dire que l'angle  $\varphi$  est élevé.

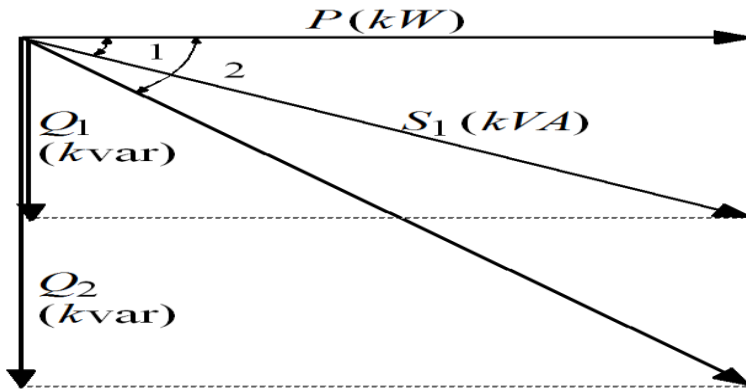


Fig. (IV.2) : influence du  $\cos \varphi$  sur la valeur de la puissance apparente

De façon indiquée (voir figure suivante), pour un même courant actif utilisé  $I_a$  (pour une tension constante  $U$  du réseau), il faut fournir d'autant plus de courant apparent ( $I_2 > I_1$ ) que le  $\cos \varphi$  est faible (l'angle  $\varphi$  élevé).

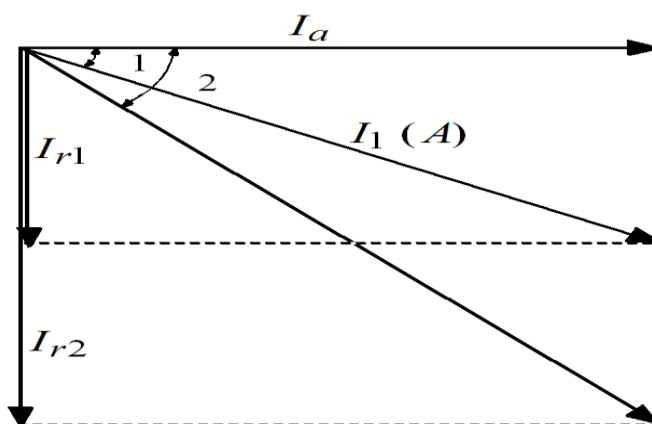


Fig. (IV.3) : influence de  $\cos \varphi$  sur la valeur de courant apparent

Ainsi en raison de l'augmentation du courant apparent, la circulation de l'énergie réactive provoque

- Des surcharges et des échauffements supplémentaires dans les transformateurs et les câbles qui ont pour conséquence des pertes d'énergie active
- Des chutes de tension
- Des conséquences qui conduisent donc à sur dimensionner les équipements électriques du réseau

Pour éviter la circulation de cette énergie réactive dans le réseau, il faut la produire au plus près des consommateurs. Ainsi, cette énergie réactive ne circule qu'entre les condensateurs et les consommateurs d'énergie réactive. Il est alors évident que plus les condensateurs seront proches des consommateurs, moins les conséquences de la circulation d'énergie réactive seront importantes.

## **IV.5. Moyens de compensation de l'énergie réactive**

### **IV.5.1. Les moyens de compensation classiques**

Les moyens classiques : seulement à base des condensateurs. Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau on distingue deux types [7] :

- Les condensateurs de valeurs fixes ou batterie fixe.
- Les batteries de condensateurs en gradins avec régulateurs (ou batterie automatiques) qui permettent d'ajuster la compensation aux variations de consommation de l'installation.

#### **❖ Les batteries fixes**

La batterie de condensateurs a une puissance constante

Elles sont utilisées de préférence :

- ✓ Aux bornes des récepteurs
- ✓ Sur les jeux de barres dont la fluctuation de charge est faible.

#### **❖ Batteries de condensateurs en gradins avec régulateurs automatiques**

Ce type d'équipement permet d'ajuster la puissance réactive fournie aux variations de consommations, et ainsi de maintenir le  $\cos \varphi$  à la valeur désirée.

Il s'utilise dans le cas où la puissance réactive consommée est forte vis-à-vis de la puissance du transformateur et varie dans des proportions importantes, c'est-à-dire essentiellement :

- ✓ Aux bornes des tableaux généraux BT
- ✓ Sur les départs de puissance importante.



### ❖ Les compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qu'ne fournissent aucune puissance active mais qui peuvent suivant qu'elles soient sous ou surexcitées, fournir ou absorber de la puissance réactive. [6]

En plus de ces moyens de compensation classique il y a des autre moyens modernes sont à baes des éléments d'électronique de puissance ils s'appellent D- FACTS (distribution FACTS).

#### IV.5.2. Moyens de compensation modernes (D-FACTS)

Selon l'IEEE(Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante : système de transmission en courant alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques utilisés pour accroitre la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des linges , les FACTS sont capables d'accroitre la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances.les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelle ligne. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant [12].

##### IV.5.2.1. classification des dispositifs D-FACTS (distribution-FACTS)

Les dispositifs D- FACTS peuvent être classés en deux générations (selon le développement des éléments de l'électronique de puissance

- La première génération est basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglage.
- La deuxième génération, dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance commandable à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO. Ces éléments sont assemblés pour former les convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.
- Une troisième génération de FACTS utilisant des composants hybrides et qui est adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas de dispositifs auxiliaires encombrants tels que les transformateurs pour le couplage avec le réseau.

✚ Dans la première génération on peut trouver :

✓ **Compensateur Série Contrôlé par thyristors (TCSC)**

Le TCSC (thyristors controlled series capacitor) ce dispositif est formé par une inductance en série avec un gradateur est l'ensemble (gradateur+ inductance) et en parallèle avec un condensateur fixe ou variable.

Il peut être modélisé par une impédance variable (inductive, capacitive) en série avec celle de la ligne. A l'aide de l'angle d'allumage des thyristors du gradateur, si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui celle du condensateur. si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en plein conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance l'expression de l'impédance est donnée par l'équation suivante où  $\alpha$  représente l'angle de retard à l'amorçage des thyristors. [12]

$$X(\alpha) = \frac{jLW}{\frac{2}{\pi} \times \left( \pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2} \right) - LCW^2} \quad (\text{IV.6})$$

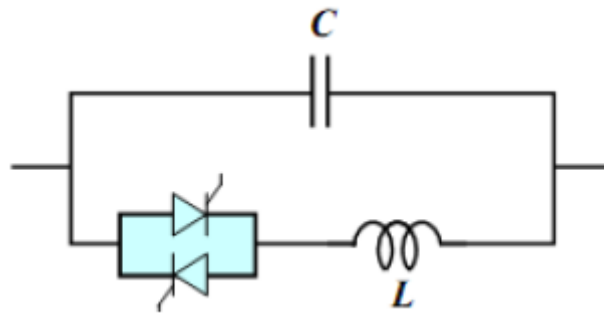


Fig. (IV.4) : schéma d'un TCSC

✓ **Compensateur statique de puissance réactive (SVC)**

Appelés ainsi parce qu'ils ne comportent aucun élément tournant, les compensateurs statiques sont constitués d'ensemble de condensateur et d'inductance commandés par thyristors. Ces thyristors sont montés en tête-bêche dans chaque phase, chacun d'entre eux étant ainsi conducteur pendant une demi-période.

Différentes combinaisons sont possibles. l'une des plus utilisées consiste à associer une inductance commandés par thyristors à des gradins de condensateurs commandés soit par ou par thyristors (dans ce cas les thyristors fonctionnent en plein conduction), la

puissance réactive absorbée par l'inductance varie en contrôlant la valeur efficace du courant qui la traverse par action sur l'angle d'amorçage des thyristors. [11]

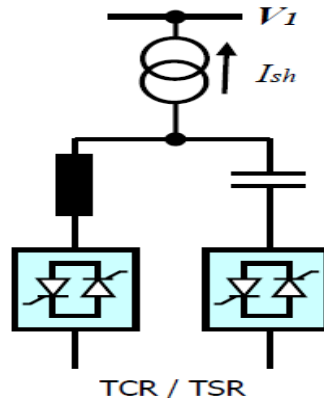


Fig. (IV.5) : schéma de SVC :

✓ **TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator).**

Le TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à réglage en charge (LTC Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement, il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède différents rapports de transformation ( $n_1$ ,  $n_2$ ,  $n_3$ ). Ces deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire de thyristors. Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser.

Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé, seule une étude est actuellement menée afin d'introduire un déphaseur à thyristors dans l'interconnexion des réseaux du nord ouest du Minnesota et du nord de l'Ontario.

Il a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques car les thyristors sont commandés en interrupteurs en pleine conduction. Par contre comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation.

L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont  $n_1$ ,  $n_2$  et  $n_3$ . Cette combinaison donne une tension à injecter dont l'amplitude peut prendre jusqu'à 27 valeurs différentes.

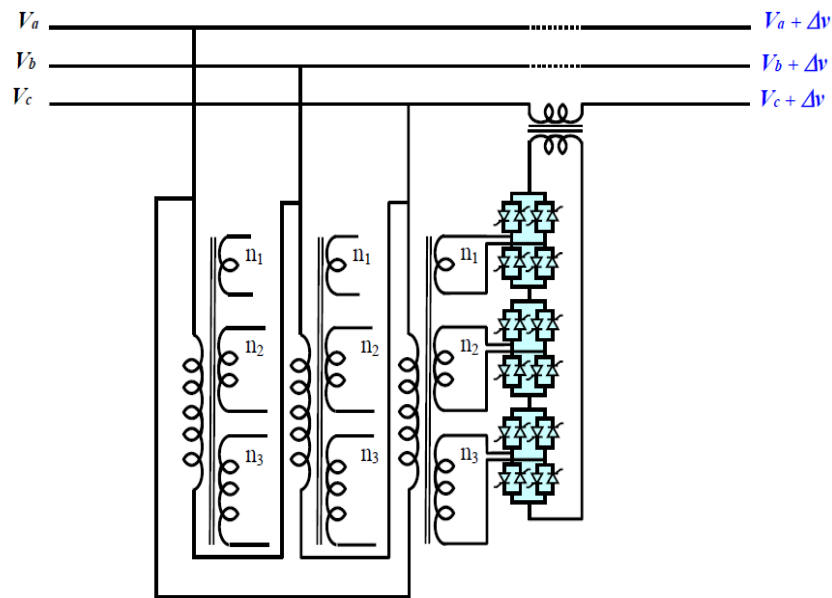


Fig (IV.6): schema d'un TPCAR

✚ En deuxième génération il ya :

✓ **Compensateur synchrone statique série (SSSC-DVR)**

Le compensateur SSSC (Compensateur Synchrone Statique Série) est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur, voir la figure (IV.7).

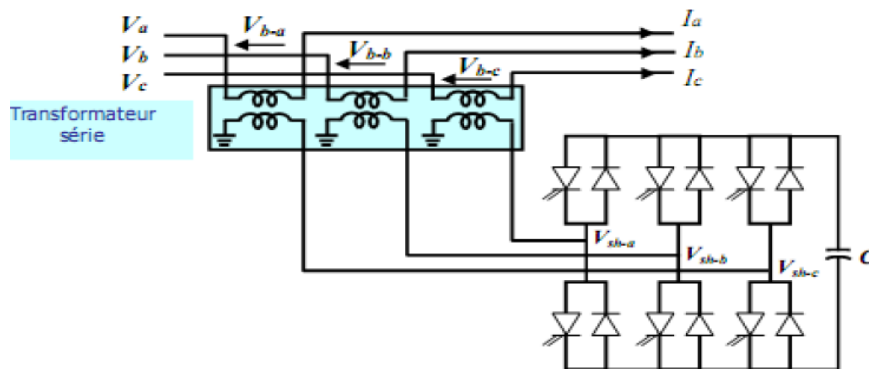


Fig. (IV.7) : schéma d'un SSSC

**\*Principe de fonctionnement**

Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de distribution. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne

Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne. L'avantage de ce compensateur est de ne pas introduire physiquement un condensateur ou une inductance, mais de simuler leurs fonctions.

Cela évite l'apparition des oscillations dues à la résonance avec les éléments inductifs du réseau, si l'on utilise un système de stockage d'énergie, le SSSC peut à ce moment là échanger de la puissance active avec la ligne électrique. [12]

### ✓ Le compensateur synchrone statique (D-STATCOM)

Il s'agit du D-STATCOM (Distribution STATic COMPensator) qui connu jusqu'à présent sous différentes applications : ASVC-STATCON-SVG

Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70 mais ce n'est que des années 90 qu'il a connues un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance.

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

- Bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
- Bonne réponse dynamique : le système répond instantanément.

#### \*Définition et principe de fonctionnement :

La figure (IV.8) représente le schéma de base d'un STATCOM. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de GTO et de diode en antiparallèle. Le rôle de STATCOM est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour ce faire, l'onduleur est couplé au réseau par l'intermédiaire d'une inductance, qui est en générale l'inductance de fuite du transformateur de couplage.

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur  $V_{sh}$ , laquelle est en phase avec la tension du réseau. Le fonctionnement peut être décrit de la façon suivante :

\*Si la tension  $V_{sh}$  est inférieure à  $V$  ( $V_a, V_b, V_c$ ) le courant circulant dans l'inductance est déphasé ( $-\frac{\pi}{2}$ ) par rapport à la tension  $V$  ce qui est un courant inductif.

\*Si la tension  $V_{sh}$  est supérieure à  $V$ , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de ( $+\frac{\pi}{2}$ ) par rapport à la tension  $V$  ce qui donne un courant capacitif.

\*Si la tension  $V_{sh}$  est égale à  $V$ , le courant circulant dans l'inductance est nul par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie.

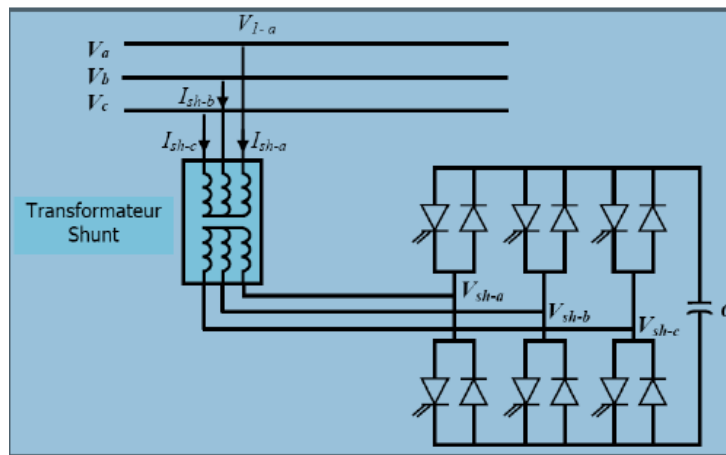


Fig. (IV.8) : schéma de base du STATCOM

#### ✓ Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC

Le dispositif UPFC est constitué de deux onduleurs de tension triphasée GTO qui sont interconnectés par un bus continu et par un condensateur de filtrage, l'un est monté en parallèle avec la ligne de transmission par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé, et l'autre monté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés dont les primaires sont reliés, entre eux, en étoile comme illustré sur la figure (IV.9). Le deuxième convertisseur accomplit la fonction principale de l'UPFC en injectant en série une tension alternative de même fréquence que celle du réseau avec une amplitude et un angle de phase réglable dans la ligne de transport à travers le transformateur série T2. La fonction fondamentale du convertisseur (1) est de fournir ou absorber de la puissance effective demandée par le convertisseur (2) à la liaison continue (DC) commune. Il peut aussi produire ou absorber de la puissance réactive selon la demande et assurer une compensation shunt.

indépendante de la ligne de transport.

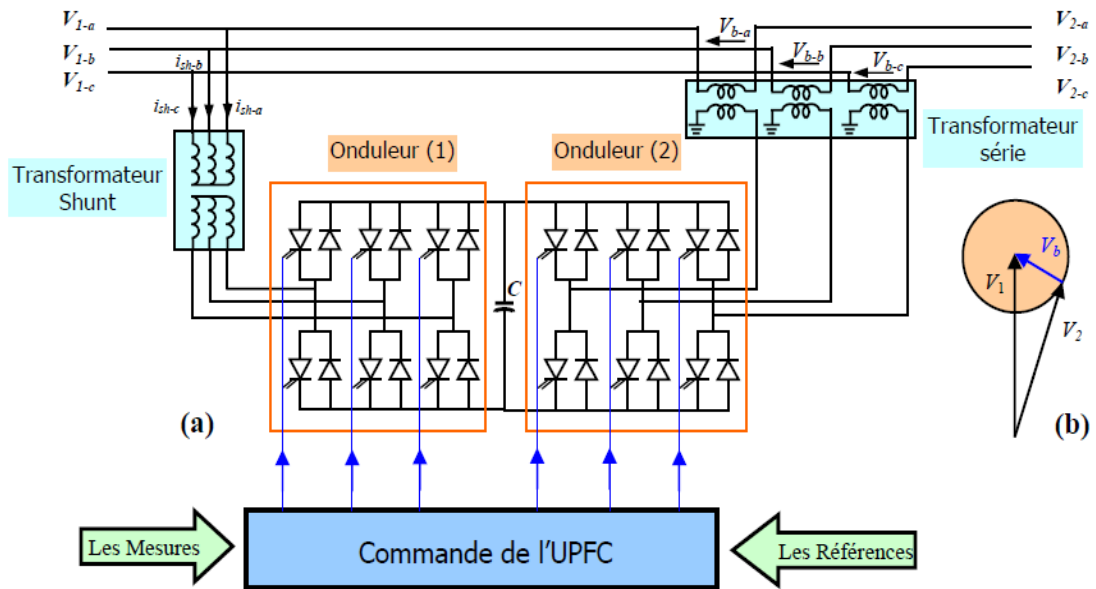


Fig (IV.9) : structure de base d'un UPFC connecté au réseau

On récapitule les avantages techniques des dispositifs FACTS par le tableau (IV.1). [12]

Tab(IV.1). Avantages techniques des dispositifs FACTS.

| Contrôle du transit de puissance | Contrôle de la tension | Stabilité statique | Dispositif |
|----------------------------------|------------------------|--------------------|------------|
| +                                | +++                    | ++                 | SVC        |
| +                                | +++                    | ++                 | STATCOM    |
| ++                               | +                      | ++                 | TCSC       |
| ++                               | +                      | ++                 | DVR        |
| +++                              | +++                    | +++                | UPFC       |
| +++                              | +                      | ++                 | TCPAR      |

## **IV.6. Conclusion**

Nous avons présenté dans ce chapitre, en premier lieu les techniques de compensation classiques, ainsi nous avons donné une définition et une classification des divers types de contrôleurs D-FACTS comme le SVC, STATCOM, TCSC, (DVR), SSSC, UPFC. Cette classification est adoptée comme classification universelle des systèmes D-FACTS.

La plupart d'entre eux sont déjà en service dans la pratique.

Si aujourd'hui les D-FACTS sont encore peu utilisés par rapport à leur potentiel, les évolutions techniques de l'électronique de puissance vont rendre les solutions D-FACTS de plus en plus compétitives face aux renforcements des réseaux.



# Chapitre V

### V.1. Introduction

La résolution d'un problème général de compensation par condensateurs des réseaux électriques de distribution consiste à déterminer le nombre, le site et la capacité de chaque élément à installer.

### V.2. Choix d'endroit optimal de condensateur

Le cas général des endroits optimaux de condensateur peut être choisi pour commencer l'itération. AG calcule les tailles optimales de condensateur selon les endroits optimaux de condensateur. Ensuite, la première itération, la solution des endroits de condensateur et des tailles seront enregistrées comme vieille solution et ajouter plus d'endroits pour la considération. AG est employée pour calculer une nouvelle solution. Si la nouvelle solution est meilleure que l'ancienne solution, cette dernière sera remplacée par la nouvelle solution. Autrement, l'ancienne solution est la meilleure. Par conséquent, ce projet continuera à considérer plus d'endroits jusqu'à ce qu'il n'y ait plus de solution optimale, qui sera meilleure que la solution précédente. [7]

### V.3. Algorithme de solution

AG est un algorithme de recherche basé sur le mécanisme de la sélection naturelle et de la génétique. L'AG se compose d'une population des chaînes binaires transformées par trois opérations génétiques [6]:

- Reproduction
- Croisement
- Mutation

Chaque corde s'appelle le chromosome et représente une solution possible. L'algorithme commence à partir d'une première population produite aléatoirement. L'utilisation des opérations génétiques considère la forme physique d'une solution, qui correspond, à la fonction objective pour le problème produit d'une nouvelle génération. La forme physique de la corde est habituellement la réciproque de la fonction objective de la corde dans le problème de minimisation. La forme physique des solutions est améliorée par des itérations des générations. À chaque population de chromosome dans la génération donnée, un calcul d'écoulement de puissance est exécuté. Quand l'algorithme converge, un groupe de solutions

avec une meilleure forme physique est produit, et la solution optimale est obtenue. L'arrangement des opérations génétiques, la structure de la corde génétique, sa codent ou décodent la technique et la fonction de forme physique sont conçues. L'exécution des composants de GA et la recherche de voisinage sont expliquées comme suit [6] :

### V.3.1. Représentation des solutions de candidat

Une corde de longueur représente une solution de candidat. La population initiale des cordes  $S_i$ , là où  $i = 1, 2, \dots, n$ , où  $n$  est la taille de population. La taille de population est aléatoirement choisie.

### V.3.2. Reproduction

La fonction de la reproduction est de choisir de bonnes cordes dans une population et de les mettre dans la piscine d'accouplement basée sur leur forme physique. Un opérateur proportionné de choix est employé et la corde  $i^{eme}$  dans la population est choisie à base de la probabilité de la forme physique  $f_i$  de corde. Plus le  $f_i$  est haut, plus la possibilité de la corde  $i^{eme}$  étant choisie est haute. La probabilité pour choisir la corde  $i^{eme}$  est  $(f_i / \sum_{i=1}^n f_i)$ .

La méthode de choix de roulette-roue est employée et sa circonférence est proportionnelle marqué à la forme physique de la corde. Le nombre de cordes de  $(f_i / f_{ave})$  sont produits là où est  $f_{ave}$  la forme physique moyenne de chaque génération dans la population. [6]

### V.3.3. Croisement

Le but principal du croisement est de rechercher l'espace de paramètre et c'est l'opérateur le plus important dans AG. Typiquement, la probabilité du croisement est 0.6 pour une taille de population de 100 et elle est arbitrairement placée car 0.8 en cela travail. L'opérateur de croisement prend deux cordes de la vieille population et échange le prochain segment de leurs structures pour former la progéniture. Il y a plusieurs différents opérateurs de croisement tels que l'opérateur de croisement de deux points et l'opérateur uniforme de croisement ; mais seulement le croisement unique est utilisé dans l'AGs. Dans le croisement unique, la recherche n'est pas complète et l'information peut être maintenue.

### V.3.4. Mutation

La fonction de la mutation est d'empêcher la perte d'information. La mutation peut maintenir la population plus diverse de sorte qu'elle change une corde localement pour créer une meilleure corde. La probabilité de mutation ne peut pas être placée trop haute ou si basse. Si le taux de mutation est trop haut, l'information sera perdue. Si le taux de mutation est si bas, la convergence prématurée se produira. Typiquement, la probabilité de la mutation est 0.001 pour une taille de population de 100 et elle est arbitrairement placée car 0.002 en cela travail. Un à nombre aléatoire est produit d'une courbe uniformément distribuée dans la marge de 0 et de 1. Si le nombre est moins ou égale à la probabilité de mutation, peu de  $j^{eme}$  du changement de corde 1 à 0 ou vice versa. Les épreuves seront choisies aléatoirement par une épreuve pour la mutation et sont placées à l'endroit et à la répétition optimaux encore.

Une fois que la nouvelle proportion est accomplie, le programme continuera à produire de la nouvelle population. L'itération peut être arrêtée l'un ou l'autre quand aucun autre changement crucial de la solution ne se produit ou quand le nombre spécifique d'itération est atteint. [7]

### V.3.5. Fonction de forme physique

La fonction de forme physique est dérivée comme équation (V.1). La fonction objective est de réduire au minimum le  $f_i$ . Elle se compose de deux parts :

- Le coût de la perte de puissance dans les branches de transmission ;
- Le coût de condensateurs d'énergie réactive à installé.

Puisque AG est appliquée au problème de maximisation, la minimisation du problème prennent la valeur relative normale de forme physique de la population et la fonction de forme physique est définie par :

$$f_i = \frac{f_{max} - f_a}{f_{max}} \quad (V.1)$$

$$f_a = K_1 K_p \Delta P + \sum_{j=1}^m Q_{cj} K_{cj} \quad (V.2)$$

$f_a$ : Fonction objectif ;

$K_1$ : Durée de la période de charge ;

$K_p$ : Coût annuel équivalent par unité de la perte de puissance active (\$/kW) ;

$K_c$  : Coût équivalent par unité de la puissance réactive (\$/kVAr) ;

$m$  : Nombres des condensateurs à installé.

Le présent chapitre sera consacré à la simulation des cas pratiques. En effet, un réseau de distribution (33 accès) avec et sans compensation, équilibré et déséquilibré. Charge équilibrée, déséquilibrée. Source équilibré et perturbé, sera mise en œuvre.

#### V.4. Objectif

L'objectif est de minimiser le coût global des pertes avec le maintien de la tension aux différents nœuds compris entre les limites exigées sous des conditions variables de la charge.

L'étude de la variation de la charge durant une période annuelle, égale à 8760 heures, nous permet de choisir un modèle en paliers qui s'écrit sous la forme de l'équation.

Le coût global est la somme du coût de l'énergie perdue dans les lignes et du coût total des condensateurs de compensations qui est composé du coût d'installation et coût d'achat de chaque élément.

#### V.5. Résultats de simulation

Pour démontrer l'efficacité de la méthode d'optimisation choisie, nous considérons un réseau électrique de distribution de 33 accès (voir figure [V.1]). Les données de la configuration de base sont celles de la référence []. Les condensateurs sont placés pour Atteindre notre objectif.

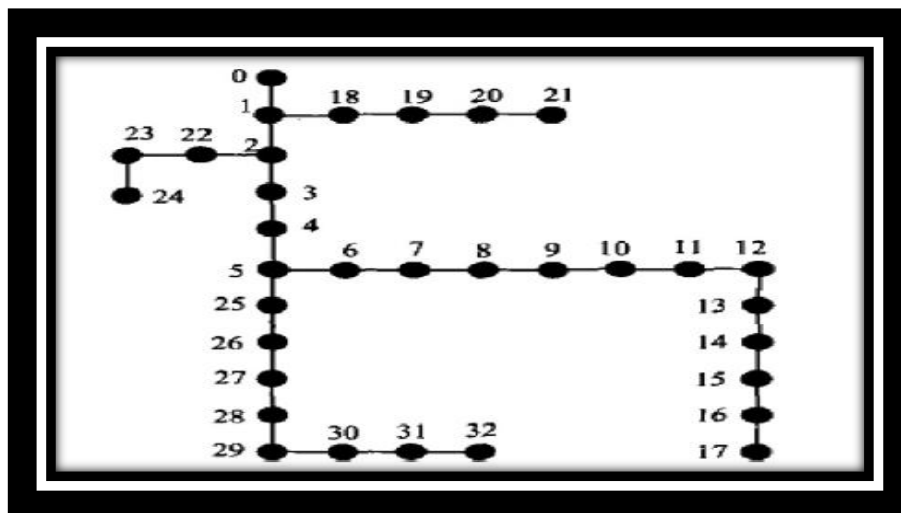


Fig (V.1) : réseau de 33 bus

Nous adoptons pour la charge un modèle d'un seul niveau pour notre étude (1 = pointe) Un type de modèle de la charge est utilisé est le :

- Modèle P : à puissance constante.

V.5.1. Source parfaitement sinusoïdale

- Tab (V.1) Réseau équilibré avec une charge équilibré

| Configuration            | Coefficient De la charge | Pertes (KW) | $V_{min}$ (PU) | Coût des pertes (kWh) (\$) | Coût total (\$) | Gain (\$)          |
|--------------------------|--------------------------|-------------|----------------|----------------------------|-----------------|--------------------|
| Base (sans compensation) | 1                        | 369.2556    | 0.8785 Bus32   | 194080.74                  | 194080.74       | 00.00              |
| Optimale (fixe)          | 1                        | 211.9124    | 0.9112 Bus32   | 111381.15                  | 148549.20       | 45531.54<br>23.46% |

D’après les résultats de simulation obtenus, nous remarquons que la répartition de puissance sans compensation génère une chute de tension de (12.15%). Et la tension la plus faible est celle de bus 32 égale à **0.8785 pu**.

Après l’installation d’une batterie de capacité de (300 kVAr) aux bus 8, 10,32. Et trois batteries de (300 kVAr) pour chacune au bus 29 maintient la chute de tension maximal à (8.8%). Cette solution nous a donné un gain de (23.46%) et une amélioration de la tension ;

Cette fois la tension la plus basse est de **0.9112 pu** pour le bus 32.

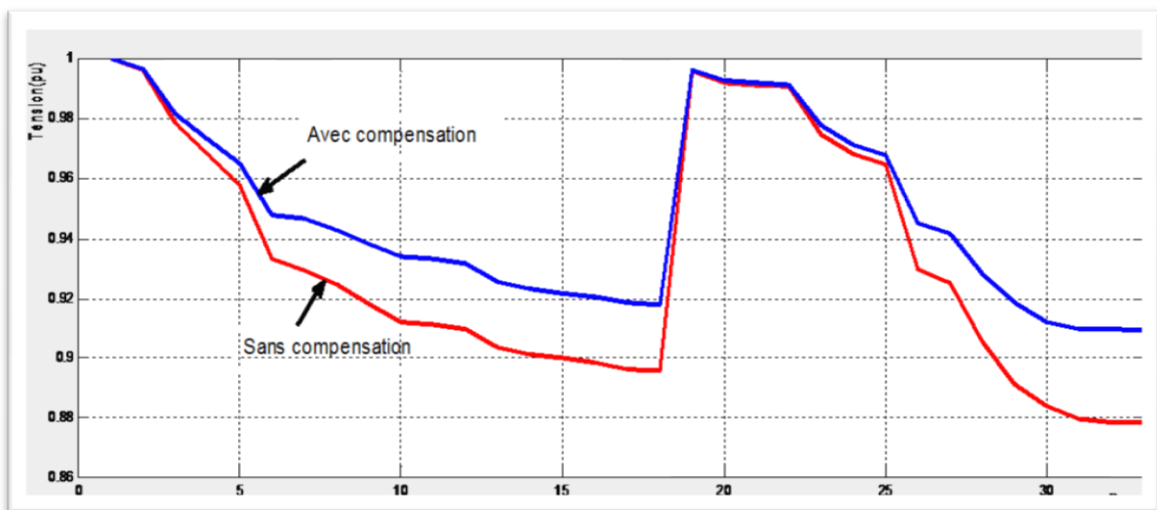


Fig. (V.2) : tension avec et sans compensation dans un réseau équilibré, charge équilibrée et sans présence des harmoniques

- **Tab (V.2) Réseau triphasé équilibré avec une charge déséquilibré**

➤ **Taux de déséquilibre = 10%**

| Configuration                   | Coefficient De la charge | Pertes (kW) | $V_{min}$ (PU)             | Coût des pertes (kWh) (\$) | Coût total (\$) | Gain (\$)         |
|---------------------------------|--------------------------|-------------|----------------------------|----------------------------|-----------------|-------------------|
| Base (sans compensation)        | 1                        | 369.2558    | 0.8785<br>0.8645<br>0.8921 | 194080.74                  | 194080.74       | 00.00             |
| Optimale (fixe) Un condensateur | 1                        | 265.2248    | 0.9012<br>0.9121<br>0.8921 | 139402.15                  | 156234.15       | 37845.74<br>19.5% |

Après l'installation de deux batteries de 300 kVAr à la phase A des jeux de barres 20 et 31,

Deux batteries à la phase B de bus 20, et une batterie à la phase B de bus 31. Produit un gain de (19.5%) et fait diminuer les pertes de 369.2558kW à 278.2248kW.

- **Tab (V.3) Réseau triphasé déséquilibré avec une charge équilibrée linéaire**

| Configuration                   | Coefficient De la charge | Pertes (kW) | $V_{min}$ (PU)             | Coût des pertes (kWh) (\$) | Coût total (\$) | Gain (\$)       |
|---------------------------------|--------------------------|-------------|----------------------------|----------------------------|-----------------|-----------------|
| Base (sans compensation)        | 1                        | 373.2558    | 0.8785<br>0.8425<br>0.9117 | 194080.74                  | 194080.74       | 00.00           |
| Optimale (fixe) Un condensateur | 1                        | 273.8808    | 0.9004<br>0.8788<br>0.9275 | 141323.8                   | 1533233.8       | 40756.95<br>21% |

D'après les résultats de simulation obtenus dans le tableau (V.3), nous remarquons que l'influence de cette compensation est efficace Et on constate que les pertes de puissance active diminuent en fonction de la puissance injectée par les batteries, après compensation on bénéficie d'un gain de (21%).

Cette compensation est récapitulée d'une installation d'une batterie de 300kVAr à la phase A de bus 22 et deux batteries de 300kVAr pour chacune dans la phase A de jeu de barre 26

Pour la phase B de jeux de barres 23, 29, on a installé une batterie et deux batteries respectivement. Et en place une place une batterie à la phase C de bus 32.

### V.5.2. Source perturbée

- **Tab (V.4) Réseau monophasé avec une charge équilibrée linéaire.**

$V_1 = 1$  : Le fondamental

$V_3 = 0.03$  : Harmonique du rang 3

$V_5 = 0.05$  : Harmonique du rang 5

$V_{RMS} = \sqrt{V_1^2 + V_3^2 + V_5^2}$  : La tension moyenne injectée par la source

| Configuration                   | Coefficient De la charge | Pertes (kW) | $V_{min}$ (PU)   | Coût des pertes (kWh) (\$) | Coût total (\$) | Gain (\$)         |
|---------------------------------|--------------------------|-------------|------------------|----------------------------|-----------------|-------------------|
| Base (sans compensation)        | 1                        | 370.3532    | 0.8799<br>Bus 33 | 194657.64                  | 194657.64       | 00.00             |
| Optimale (fixe) Un condensateur | 1                        | 289.1513    | 0.9111<br>Bus 32 | 151977.92                  | 163977.92       | 30679.72<br>15.76 |

D'après les résultats de simulation dans le tableau (V.4) on remarque que l'installation d'une batterie de 300 kVAr aux jeux de barres 6, 8, 15, 13 et deux batteries de 300kVAr pour chacune au bus 28, les pertes diminuent de 370,3532 kW sans compensation vers 289.1513 kW. La chute de tension dégrade de 12% vers 8.8% ce, après compensation on bénéficie d'un gain de (15.76).



- **Tab (V.5) Réseau triphasé équilibré avec une charge déséquilibrée**

➤ **Taux de déséquilibre=10%**

| Configuration                   | Coefficient De la charge | Pertes (kW) | $V_{min}$ (PU)             | Coût des pertes (kWh) (\$) | Coût total (\$) | Gain (\$)           |
|---------------------------------|--------------------------|-------------|----------------------------|----------------------------|-----------------|---------------------|
| Base (sans compensation)        | 1                        | 370.3532    | 0.8799<br>0.8650<br>0.8925 | 194657.64                  | 194657.64       | 00.00               |
| Optimale (fixe) Un condensateur | 1                        | 292.7102    | 0.9066<br>0.8923<br>0.9165 | 153848.12                  | 161118.12       | 25753.205<br>13.23% |

D'après les résultats de simulation obtenus dans le tableau (V.5), nous remarquons que l'influence de cette compensation est efficace Et on constate que les pertes de puissance active diminue en fonction de la puissance injectée par les batteries, après compensation on bénéficié d'un gain de (13.23%).

Les batteries de compensation sont installées dans :

Phase A aux bus 23, 25, 30, 32 une batterie pour les bus 23, 25 et deux batteries pour les deux autres.

Phase B aux bus 19, 23 une batterie pour les deux bus de 300kVAr.

Phase C aux bus 32 avec deux batteries de 300kVAr pour chacune

- **Tab (V.8) Réseau triphasé déséquilibré avec une charge équilibrée linéaire**

| Configuration                   | Coefficient De la charge | Pertes (kW) | $V_{min}$ (PU)                        | Coût des pertes (kWh) (\$) | Coût total (\$) | Gain (\$)         |
|---------------------------------|--------------------------|-------------|---------------------------------------|----------------------------|-----------------|-------------------|
| Base (sans compensation)        | 1                        | 375.2558    | 0.8677<br>0.8525<br>0.8817<br>(BUS32) | 197100.84                  | 197100.84       | 00.00             |
| Optimale (fixe) Un condensateur | 1                        | 298.8808    | 0.9004<br>0.8788<br>0.9275<br>(BUS32) | 157091 .32                 | 172463.64       | 24637.43<br>12.5% |

D'après les résultats de simulation obtenus dans le tableau (V.8), nous remarquons que l'influence de cette compensation est efficace Et on constate que les pertes de puissance active diminue en fonction de la puissance injectée par les batteries, après compensation on bénéficié d'un gain de (12.5%).

Cette compensation est récapitulée d'une installation d'une batterie de 300kVAr à la phase A pour les bus 19, 22, 32 et deux batteries de 300kVAr pour chacune dans la phase A de jeu de barre 26

Pour la phase B de jeux de barres 23, 29, on a installé une batterie et deux batteries respectivement. Et en place à la phase C une batterie aux bus de bus 29, 32.

### **V.6. Conclusion**

La présence des harmoniques et/ou des déséquilibres nécessite une augmentation de nombre de batteries à installer pour compensé les chutes de tensions dans les lignes et diminuer les pertes actives, ce qui va engendre l'augmentation du cout d'installation et d'entretien des batteries de compensation.

Les résultats d'investigation nous permettent de réduire les pertes et améliorer la qualité de la tension.

# Conclusion Général

Notre présent travail pour rappel est consacré à une formulation d'un problème général de la compensation par condensateurs de l'énergie réactive des réseaux électriques de distribution en présence des harmoniques et des déséquilibres.

Nous nous sommes basés essentiellement sur une optimisation par des algorithmes génétiques, utilisées en vue de déterminer le nombre, l'emplacement et la capacité des condensateurs de compensation à installer.

Notre objectif était de minimiser les pertes actives et de maximiser le transit de puissance, tout en tenant compte du coût de l'investissement total des condensateurs, sous les contraintes de fonctionnement en respectant la limite de chute de tension admise.

Les batteries de condensateurs sont actuellement le moyen le plus économique et le plus simple de production d'énergie réactive dans les installations industrielles aussi bien que dans les réseaux publics. Comme chaque dispositif, ces batteries présentent des avantages et des inconvénients.

Pour les avantages nous citons :

- L'absence d'usure mécanique et entretien réduit ;
- Faibles pertes ;
- Faibles volume et une installation facile.

Aussi certains inconvénients :

- La puissance réactive fournie varie avec la tension d'alimentation ;
- La mise sous tension provoque un violent appel de courant.

Pour mettre en évidence l'efficacité de l'algorithme, un réseau électrique (33 bus) de distribution a fait l'objet dans notre étude. Les résultats de simulation sont encourageants et montrent l'efficacité des algorithmes génétiques qui ont permis la création d'un outil d'optimisation stochastique efficace, rapide et robuste. Les résultats ont montré une réduction des pertes actives et une amélioration du profile de la tension.

# Bibliographie

## **Bibliographie**

---

[01] Convertisseurs statiques

« Réduction de la puissance réactive et des harmoniques »

Technique d'ingénieur D 3210

[02] Réseaux industriels

« Correction de la puissance réactive et des harmoniques »

Technique d'ingénieur D 3215

Cahier technique Schneider Electric N 152

[03] Thierry deflandre & philippe maurus

« Les harmoniques sur les réseaux électriques »

Edition eyrolles, France 1998

[04] Maouni abdellah

« Impacte des sources harmoniques sur la compensation des réseaux électriques de distribution »

Mémoire master, Bejaia 2011

[05] Kebbal Med racim & bakir Karim

« Paramètres de la qualité de la tension d'un réseau électrique »

Mémoire ingénieur Alger juin 2008

[06] Maouni abdellah&outah fateh

« Compensation optimal des réseaux électriques de distribution »

Mémoire ingénieur Bejaia 2010

[07] ABDELSALAM EAJAL.

« Optimal capacitor placement and sizing in unbalanced distribution systems with harmonics consideration using PSO »

Master of applied science, Halifax, Nova Scotia, March, 2008.

[08] TAFF ENRDD

« Etude des harmoniques »

Notion en électricité, 2009

[09] S.AINSRA&M.BELBACHIR

« Répartition de puissance harmoniques »

Mémoire ingénieur Bejaia 1999

## **Bibliographie**

---

[10] LAHAÇANI NARIMÉNE

«Identification des sources harmoniques par les réseaux de neurons artificiels»

Mémoire ingénieur Bejaia 2003

[11] ABDELMALEK BOULAHIA

«Etude des convertisseurs statiques destinés à la qualité de l'énergie électrique»

Mémoire magister Constantine 29/04/2009

[12] HAIMOUR RACHIDA

Contrôle des puissances réactives et des tensions par dispositifs FACTS dans un réseau électrique

Mémoire magister ENSET

[13] Ion ETXEBERRIA-OTADUI

« La distribution de l'énergie à la base de l'électronique de puissance»

Thèse doctorat 26 septembre 2003

[14] Christophe PRÉVÉ & Robert JEANNOT

« Guide de conception des réseaux électriques industriels» Février 1997

# Annexe



# Annexe

## ➤ Les données du réseau 33 bus

Tab . 1 : les données du réseau 33 bus.

| N° de Branche | Accès de Départ(i) | Accès D'arrivée(j) | $R_{ij}(\Omega)$ | $X_{ij}(\Omega)$ | $P_l$ (kW) | $Q_l$ (kVAr) |
|---------------|--------------------|--------------------|------------------|------------------|------------|--------------|
| 1             | 1                  | 2                  | 0.0922           | 0.0470           | 100        | 60           |
| 2             | 2                  | 3                  | 0.4930           | 0.2511           | 90         | 40           |
| 3             | 3                  | 4                  | 0.3660           | 0.1864           | 120        | 80           |
| 4             | 4                  | 5                  | 0.3811           | 0.1941           | 60         | 30           |
| 5             | 5                  | 6                  | 0.8190           | 0.7070           | 60         | 20           |
| 6             | 6                  | 7                  | 0.1872           | 0.6188           | 200        | 100          |
| 7             | 7                  | 8                  | 0.7114           | 0.2351           | 200        | 100          |
| 8             | 8                  | 9                  | 1.0300           | 0.7400           | 60         | 20           |
| 9             | 9                  | 10                 | 1.0440           | 0.7400           | 60         | 20           |
| 10            | 10                 | 11                 | 0.1966           | 0.0650           | 45         | 30           |
| 11            | 11                 | 12                 | 0.3744           | 0.1238           | 60         | 35           |
| 12            | 12                 | 13                 | 1.4680           | 1.1550           | 60         | 35           |
| 13            | 13                 | 14                 | 0.5416           | 0.7129           | 120        | 80           |
| 14            | 14                 | 15                 | 0.5910           | 0.5260           | 60         | 10           |
| 15            | 15                 | 16                 | 0.7463           | 0.5450           | 60         | 20           |
| 16            | 16                 | 17                 | 1.2890           | 1.7210           | 60         | 20           |
| 17            | 17                 | 18                 | 0.7320           | 0.5740           | 90         | 40           |
| 18            | 2                  | 19                 | 0.1640           | 0.1565           | 90         | 40           |
| 19            | 19                 | 20                 | 1.5042           | 1.3554           | 90         | 40           |
| 20            | 20                 | 21                 | 0.4095           | 0.4784           | 90         | 40           |
| 21            | 21                 | 22                 | 0.7089           | 0.9373           | 90         | 40           |
| 22            | 3                  | 23                 | 0.4512           | 0.3083           | 90         | 50           |
| 23            | 23                 | 24                 | 0.8980           | 0.7091           | 420        | 200          |
| 24            | 24                 | 25                 | 0.8960           | 0.7011           | 420        | 200          |
| 25            | 6                  | 26                 | 0.2030           | 0.1034           | 60         | 25           |
| 26            | 26                 | 27                 | 0.2842           | 0.1447           | 60         | 25           |
| 27            | 27                 | 28                 | 1.0590           | 0.9337           | 60         | 20           |
| 28            | 28                 | 29                 | 0.8042           | 0.7006           | 120        | 70           |
| 29            | 29                 | 30                 | 0.5075           | 0.2585           | 1200       | 600          |
| 30            | 30                 | 31                 | 0.9744           | 0.9630           | 150        | 70           |
| 31            | 31                 | 32                 | 0.3105           | 0.3619           | 210        | 100          |
| 32            | 32                 | 33                 | 0.3410           | 0.5302           | 60         | 40           |

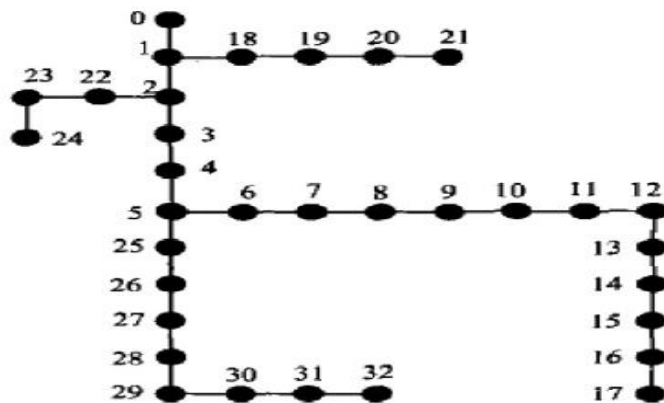


FIG . 1. Schéma de réseau 33bus

## Annexe

---

### ➤ Paramètres de la charge

| Niveau de la charge | Coefficient de surcharge | Durée (heurs) | $K_{ei}$ (\$/kWh) |
|---------------------|--------------------------|---------------|-------------------|
| 100%                | 1                        | 1000          | 0.06              |

### ➤ Coût des condensateurs

| Coût d'installation /entretien<br>=1000\$ | Coûts \$/300 kVAr |
|---|-------------------|
| Coût d'achat des condensateurs fixes      | 1000              |

### ➤ Paramètre de base

$$U_{base} = 12.66kV$$

$$S_{base} = 10MVA$$

Notre présent travail pour rappel est consacré à une formulation d'un problème général de la compensation par condensateurs de l'énergie réactive des réseaux électriques de distribution en présence des harmoniques et des déséquilibres.

Nous nous sommes basés essentiellement sur une optimisation par des algorithmes génétiques, utilisées en vue de déterminer le nombre, l'emplacement et la capacité des condensateurs de compensation à installer.

Notre objectif était de minimiser les pertes actives et de maximiser le transit de puissance, tout en tenant compte du coût de l'investissement total des condensateurs, sous les contraintes de fonctionnement en respectant la limite de chute de tension admise.

Les batteries de condensateurs sont actuellement le moyen le plus économique et le plus simple de production d'énergie réactive dans les installations industrielles aussi bien que dans les réseaux publics. Comme chaque dispositif, ces batteries présentent des avantages et des inconvénients.

Pour les avantages nous citons :

- L'absence d'usure mécanique et entretien réduit ;
- Faibles pertes ;
- Faibles volume et une installation facile.

Aussi certains inconvénients :

- La puissance réactive fournie varie avec la tension d'alimentation ;
- La mise sous tension provoque un violent appel de courant.

Pour mettre en évidence l'efficacité de l'algorithme, un réseau électrique (33 bus) de distribution a fait l'objet dans notre étude. Les résultats de simulation sont encourageants et montrent l'efficacité des algorithmes génétiques qui ont permis la création d'un outil d'optimisation stochastique efficace, rapide et robuste. Les résultats ont montré une réduction des pertes actives et une amélioration du profile de la tension.