

EPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou



Faculté de génie électrique et de l'informatique

Département d'électrotechnique

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat

En électrotechnique

Option : Réseaux électriques

Thème

Analyse harmonique et évaluation de
l'impédance harmonique d'un réseau de
distribution industriel équilibré

Proposé et dirigé par :

M^r : S.RABAHALLAH

Etudié par : M^r : AMAROUCHE Karim

M^r : AGOUAZI Kamel

M^r : TOUCHERIFT Farid

Promotion : 2009/2010

Remerciements

Nous tenons à remercier vivement notre promoteur Monsieur S.RABHALAH pour son orientation et sa disponibilité constante tout au long de notre travail.

Nos remerciements vont également aux membres du jury qui ont accepté d'évaluer notre travail.

Nous tenons également à remercier toutes les personnes qui nous ont apporté leurs aides de près ou de loin à réaliser ce modeste travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Ma grande mère

Mon grand père

Mes chers parents

Mes frères et mes beaux frères

Mes sœurs et mes belles sœurs

Mes adorables neveux et nièces

Ma belle famille

Mes amis (es)

A. Kamel

Je dédie ce modeste travail à :

Mes parents

Ma sœur ZAHIA et son mari SALEM.

Ma sœur KARIMA et son mari AHEN.

*Mes adorables neveux et nièces : DALILA, ABDOU, HASSIBA, MAHDI,
AMAYAS, MOHAMED AMINE, ZINEDINE.*

Tous mes amis (es)

A. KARIM

Je dédie ce modeste travail à :

Mes chers parents qui m'ont toujours soutenue

La mémoire de ma grand-mère

Mes frères : Ali, Ferhat et Boualeme

Ma sœur djedjiga, ma tante hesni

Ma sœur Djamila et son mari Belkacem

Ma nièce Anais

Mon oncle et sa famille

Mes amis (es)

T. Farid

Sommaire

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

Chapitre I : Généralités sur les harmoniques

Introduction	3
I.1. Qualité de l'énergie électrique	3
I.1.1. Dégradation de la qualité de l'énergie électrique	4
I.1.2. Principales perturbations électriques	4
I.1.2.a. Creux de tension et coupures brèves	4
I.1.2.b. Surtension	5
I.1.2.c. Déséquilibre de tension	6
I.1.2.d. Fluctuation de tension	7
I.2. Définitions et caractéristiques des harmoniques	7
I.2.1. Harmoniques	7
I.2.2. Grandeurs harmoniques	7
I.2.2.a. Harmoniques de courant	7
I.2.2.b. Harmoniques de tension	8
I.2.2.c. Impédance harmonique Z_h	8
I.3. Inter et infra harmoniques	8
I.3.1. Inter harmoniques	8
I.3.2. Infra harmoniques	8
I.4. Grandeurs caractéristiques d'un signal déformé	9
I.4.1. Décomposition en série de FOURIER	9
I.4.2. Spectre de fréquences	10
I.4.3. Valeur efficace	11
I.4.4. Facteur de crête	11
I.4.5. Taux de distorsion harmonique (TDH)	11
I.4.5.1. Taux global de distorsion	11
I.4.5.2. Taux individuel de distorsion	12
I.4.5.3. Taux de distorsion pondéré	12
I.4.6. Expressions des puissances	13

I.4.6.1. Puissance active	13
I.4.6.2. Puissance réactive	13
I.4.6.3. Puissance apparente	13
I.4.6.4. Puissance déformante	13
I.4.7. Facteur de puissance et facteur de déphasage	13
I.4.7.1. Facteur de puissance (f_p)	13
I.4.7.2. Facteur de déphasage ($\cos\varphi$)	14
I.4.8. Facteur de déformation	14
I.4.9. Notion de phase	14
I.4.9.1. Phase entre I_h et I_i (ou entre V_h et V_i)	14
I.4.9.2. Phase entre le courant I_h et la tension fondamentale V_1	14
I.4.9.3. Phase entre la tension V_h et le courant harmonique I_h	14
I.5. Sources harmoniques	15
I.5.1. Principales sources de perturbation harmonique	15
I.5.1.a. Dans l'industrie	15
I.5.1.b. Dans le domaine tertiaire	16
I.5.1.c. Dans les usages domestiques	16
I.6. Effets des harmoniques	16
I.6.1. Effets instantanés	16
I.6.2. Effets à terme	16
Conclusion	18

Chapitre II : Impédance harmonique

Introduction	19
II.1. Définition de l'impédance harmonique Z_h	19
II.2. Résonance	19
II.2.1. Résonance parallèle	20
II.2.2. Résonance série	20
II.3. Mesure de l'impédance harmonique d'un réseau	21
II.3.1. Méthodes de mesure de l'impédance harmonique	21
II.3.1.1. Mesure des impédances harmoniques en régime triphasé déséquilibré	21
II.3.1.2. Courants harmoniques provenant d'installations existantes	25
II.3.1.2.a. Charges non linéaires comme sources uniques de courants harmoniques	25
II.3.1.2.b. Utilisation des sources harmoniques préexistantes	26

II.3.1.3. Transitoire d'enclenchement ou variation naturelle	27
II.3.1.3.a. Enclenchement de batteries de condensateurs	27
II.3.1.3.b. Enclenchement de transformateurs	28
II.3.1.4. Injection directe des courants harmoniques	28
II.3.1.4.a. Utilisation spéciale de matériels comme des générateurs de courants (inter)harmoniques	28
II.3.1.4.b. Utilisation de générateurs de courants inter-harmoniques	28
II.4. Calcul de l'impédance harmonique	29
II.4.1. Calcul littéral	29
II.4.1.1. Modélisation des éléments du réseau électrique	29
II.4.1.2. Modélisation des réseaux électriques en régime harmonique	32
II.4.1.3. Calcul simplifié de l'impédance harmonique (recommandation CEI)	33
II.4.1.4. Approche par la méthode de la «courbe d'impédance la plus défavorable»	36
II.4.1.5. Méthode des variables d'états	37
II.4.2. Programme informatique en régime monophasé	38
II.4.3. Programme informatique en régime triphasé	39
II.5. Choix de la méthode convenable	39
Conclusion	40

Chapitre III : Application

Introduction	41
III.1. Description du réseau étudié	41
III.2. Caractéristiques du réseau	42
III.3. Calcul des paramètres du réseau électrique étudié en unités réduites (<i>Per Unit</i>)	45
III.3.1. Paramètres du générateur et de la source	45
III.3.1.1. Source	45
III.3.1.2. Générateur	45
III.3.2. Paramètres des transformateurs	45
III.3.2.1. Coté primaire	46
III.3.2.2. Coté secondaire	47
III.3.3. Paramètres des charges	48
III.4. Partie programmation	51
III.4.1. Présentation du programme réalisé sous MATLAB	51
III.4.2. Résultats du programme	52
III.5. Partie simulation	53

III.5.1. Paramètres de simulation	53
III.5.1.1. Alimentation	53
III.5.1.2. Transformateurs	53
III.5.1.3. Câbles et ligne	53
III.5.1.4. Charges	53
III.5.1.5. Condensateur	53
III.5.2. Résultats de simulation	55
III.5.3. Comparaison entre les résultats de programmation et ceux de la simulation	57
III.6. Analyse harmonique	58
III.6.1. Relevés des tensions et des taux de distorsion harmonique en tension (TDHv) pour les jeux de barres 1, 5, 6,8 en fonction du rang harmonique h	58
III.6.2. Etude comparative	73
III.6.2.1. Evolution des taux de distorsion harmonique pour les jeux de barres 1, 5,6 et 8 pour différents rangs harmoniques	73
III.6.2.2. Evolution des taux de distorsion harmonique en tension en fonction du rang harmonique h pour les jeux de barres 1, 5, 6 et 8	74
III.6.2.3. Evolution des taux de distorsion harmonique en tension en fonction du rang harmonique h pour les jeux de barres 9 et 13 (points de couplage commun) Etude de la zone de résonance et d'antirésonance	75
Conclusion	76

Chapitre IV : Les remèdes

Introduction	77
IV.1. Solutions traditionnelles	77
IV.1.1. Transformateurs à couplage spécial	77
IV.1.2. Inductance anti-harmonique	77
IV.1.3. Équilibrage des charges non-linéaires	77
IV.1.4. le raccordement de l'appareillage à un point de faible impédance	77
IV.1.5. Filtres passifs	77
IV.1.5.a. Filtre passif amorti	78
IV.1.5.b. Filtre passif résonant	79
IV.2. Solutions modernes	79
IV.2.1. Les filtres actifs	79

IV.2.1.a. Filtre actif parallèle (compensation des courants harmoniques)	80
IV.2.1.b. Filtre actif série (compensation des tensions harmoniques)	81
IV.2.1.c. La combinaison parallèle-série d'un filtre actif (UPQC)	81
IV.2.2. Filtre hybride	82
IV.2.2.a. Filtre actif série avec des filtres passifs parallèles	82
IV.2.2.b. Le filtre actif série connecté en série avec des filtres passifs parallèles	82
IV.2.2.c. Le filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle	82
IV.2.3. Convertisseurs propres	83
Conclusion.....	83
Conclusion générale	84

Introduction générale

Introduction générale

L'énergie électrique est un facteur essentiel pour le développement et l'évolution des sociétés, que ce soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie, ou sur le développement des activités industrielles.

Le producteur de l'énergie électrique, doit satisfaire certains engagements envers les clients. Il doit assurer la continuité de service afin de rendre, toujours disponible, l'accès à l'énergie chez l'utilisateur, ainsi que de garantir la qualité de la fourniture de l'électricité.

Ces dernières années, avec l'apparition d'éléments constitués à base des composants d'électronique de puissance, la tension s'est mise à se dégrader. Ce genre d'appareils dit "non-linéaires" se comporte comme des sources de courants harmoniques et engendrent sur les réseaux électriques des modifications de l'onde sinusoïdale de la tension variant, principalement, selon l'amplitude des courants déformés, mais aussi, selon les diverses impédances du réseau.

Les perturbations liées à la pollution harmonique sont un véritable problème pour les utilisateurs et les producteurs d'électricité, et ceci quelque soit le secteur d'activité, industriel ou tertiaire. Ces dernières, provoquent notamment des dysfonctionnements d'appareils, l'échauffement de machines, des vibrations dans les appareils électromagnétiques et des claquages des condensateurs.

Il est important de préciser que la majorité des cas de pollution harmonique, à l'échelle industrielle, sont liés au phénomène de résonance dû à la présence des condensateurs sur le réseau électrique. Les condensateurs sont souvent présents pour effectuer le relèvement du facteur de puissance d'une installation (compensation de l'énergie réactive).

Pour certaines valeurs de fréquences harmoniques, ces charges capacitatives peuvent entrer en résonance avec des charges inductives et engendrer, ainsi, des surtensions et des surintensités destructives pour le matériel.

L'existence des perturbations harmoniques dans un réseau électrique, incite à prendre impérativement des dispositions, afin d'atténuer ou d'éliminer leurs conséquences sur les équipements connectés au réseau considéré.

L'objectif principal de notre travail, est l'étude de l'état harmonique d'un réseau industriel de distribution aux points de couplage commun, à partir de l'évaluation de l'impédance harmonique.

Pour ce faire, nous avons réparti notre mémoire en quatre chapitres :

Dans un premier temps, le premier chapitre est consacré, d'une part, à l'exposé des différents principes fondamentaux relatifs aux perturbations harmoniques, et d'autre part, aux effets et incidences.

Ensuite, le deuxième chapitre met en évidence la notion de l'impédance harmonique, ainsi que les différentes méthodes de calcul et de mesure de celle-ci.

Dans le troisième chapitre, on s'intéresse à la détermination de l'impédance harmonique, au sein d'un réseau industriel de distribution, aux points de couplage commun considérés.

Enfin, le chapitre quatre traitera les différentes solutions pour minimiser les perturbations harmoniques.

Et on termine par une conclusion générale.

Chapitre I :
Généralités sur les harmoniques

Introduction

L'objectif fondamental des réseaux électriques est de fournir aux clients, de l'énergie électrique avec une parfaite continuité et sous forme d'une tension parfaitement sinusoïdale.

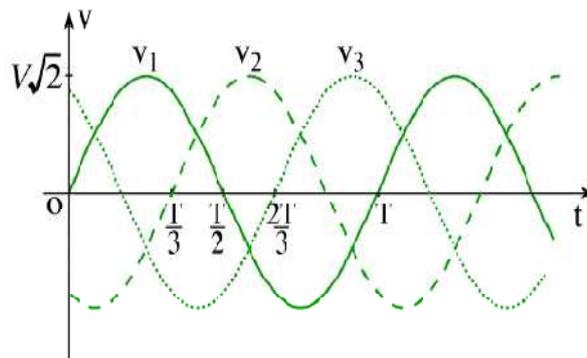
L'utilisation des convertisseurs statiques dans les installations de conversion de l'énergie électrique a contribué considérablement à l'amélioration des performances et à la fiabilité de fonctionnement de ces installations. En revanche, à cause de leur nature non linéaire, la tension s'est mise à se dégrader. Ce genre d'appareils participe à la "pollution" des réseaux de distribution électrique en émettant des perturbations électriques et plus particulièrement des distorsions de l'onde sinusoïdale de la tension.

Les signaux déformés sont donc composés d'harmoniques synonymes de pertes et de dysfonctionnements en tout genre.

Dans ce chapitre, nous présentons les sources principales de la pollution harmonique qui affectent le réseau électrique ainsi que leurs origines et leurs effets sur ce dernier ou sur les charges qui y sont connectées.

I.1. Qualité de l'énergie électrique [1]

L'énergie électrique est généralement distribuée sous forme de trois tensions constituant un système triphasé équilibré. Un des paramètres de ce système est la forme d'onde qui doit être la plus proche possible de la sinusoïde.



Figure(I.1) : Système triphasé équilibré.

Lorsqu'un système de charge triphasé équilibré est alimenté par un système de tension triphasé équilibré :

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = V\sqrt{2}\sin(\omega t) \\ \bar{V}_2 = V\sqrt{2}\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \bar{V}_3 = V\sqrt{2}\sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (I.1)$$

Un système de courant triphasé équilibré y circule :

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = I\sqrt{2}\sin(\omega t) \\ \bar{I}_2 = I\sqrt{2}\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \bar{I}_3 = I\sqrt{2}\sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (1.2)$$

I.1.1. Dégradation de la qualité de l'énergie électrique [1]

La variation en fonction du temps, des grandeurs électriques courant et tension des réseaux industriels alternatifs, s'éloigne significativement de la sinusoïde (d'onde de courant ou de tension).

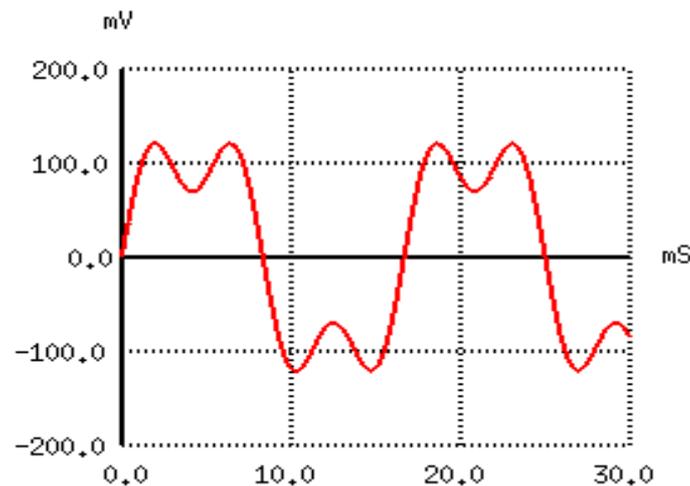


Figure (I.2) : Signal sinusoïdal déformé.

Cette déformation est due à la dégradation de l'un ou de plusieurs paramètres caractéristiques des réseaux électriques (forme des tensions, équilibre des tensions, fréquence et amplitude...).

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de :

- Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients :
 - Court-circuit dans un poste, une ligne aérienne, un câble souterrain, etc.
 - Causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...).
 - Matérielles (vieillessement d'isolants...).
 - Humaines (fausses manœuvres, ...).
- Installations perturbatrices :

- Fours à arc.
- Soudeuses.
- Variateurs de vitesse.
- Toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc....

I.1.2. Principales perturbations électriques

I.1.2.a. Creux de tension et coupures brèves [1]

Un creux de tension est une chute brusque de l'amplitude de la tension. Il est caractérisé par :

- Sa profondeur (ΔV).
- Sa durée (Δt).

Un creux de tension est généralement défini comme une baisse de 10 % à près de 100 % de la valeur nominale de la tension pendant un temps compris entre dix millisecondes et quelques secondes.

Une coupure brève est un cas particulier du creux de tension.

Elle est généralement définie comme une baisse de tension de 100 % (absence de tension) pendant une seconde à une minute.

Si la durée de coupure est entre dix millisecondes et une seconde, dans ce cas on parlera de la coupure très brève.

Lorsque la durée est de dix millisecondes, la coupure est généralement due à des phénomènes transitoires ou volontaires, par exemple à l'emploi de gradateurs.

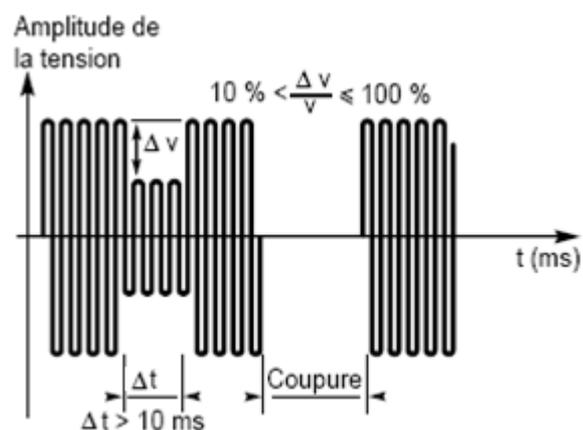


Figure (I.3) : Creux de tension et coupure.

Conséquences : ils peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, si leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites.

I.1.2.b. Surtension [2]

Toute tension qui dépasse la valeur de crête (amplitude maximale) de la tension de service est une surtension.

Elle peut apparaître sous forme de :

- **Surtension temporaire,**
- **Surtension transitoire.**

Une surtension temporaire apparaît généralement lors d'un défaut sur le réseau de distribution publique ou dans une installation client et disparaît lors de l'élimination de ce défaut.

Les surtensions de durée inférieure à 10 ms sont appelées surtensions transitoires. Elles sont provoquées par des phénomènes d'origine atmosphérique (foudre) ou, plus fréquemment, par le fonctionnement d'équipements électriques.

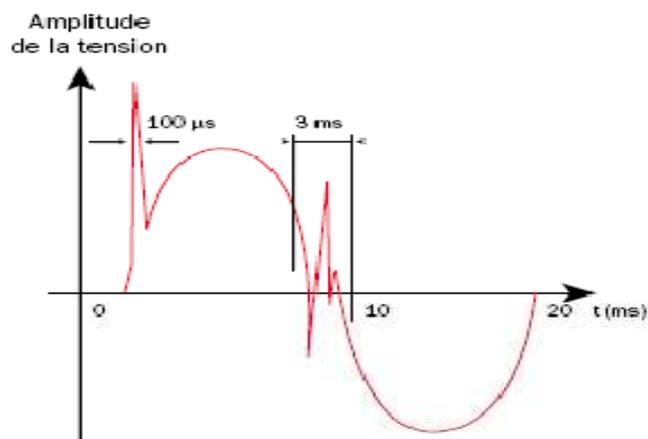


Figure (I.4) : Surtension transitoire.

I.1.2.c. Déséquilibre de tension [1]

Le déséquilibre du système triphasé s'observe lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou déphasées de 120 degrés les unes par rapport aux autres.

Il peut être décomposé (selon Fortescue) en degré de déséquilibre inverse et degré de déséquilibre homopolaire.

- Le degré de déséquilibre inverse est le rapport entre la composante inverse du fondamental de la tension et sa composante directe :

$$\Delta U_i = \frac{|\overline{U1_i}|}{|\overline{U1_d}|} \quad (I.3)$$

- Le degré de déséquilibre homopolaire est le rapport entre la composante homopolaire du fondamental de la tension et sa composante directe :

$$\Delta U_o = \frac{|\overline{U1_o}|}{|\overline{U1_d}|} \quad (I.4)$$

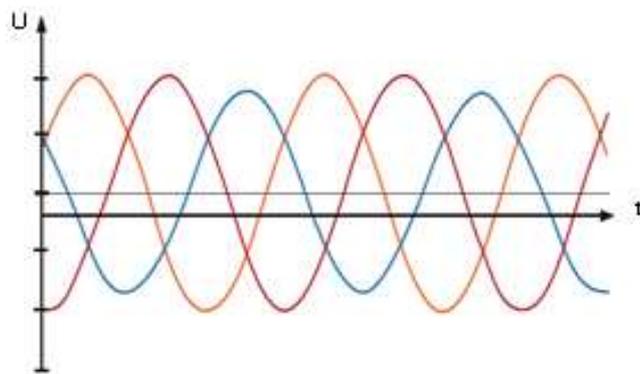


Figure (I.5) : Système triphasé déséquilibré.

I.1.2.d. Fluctuation de tension [2]

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires, sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc...

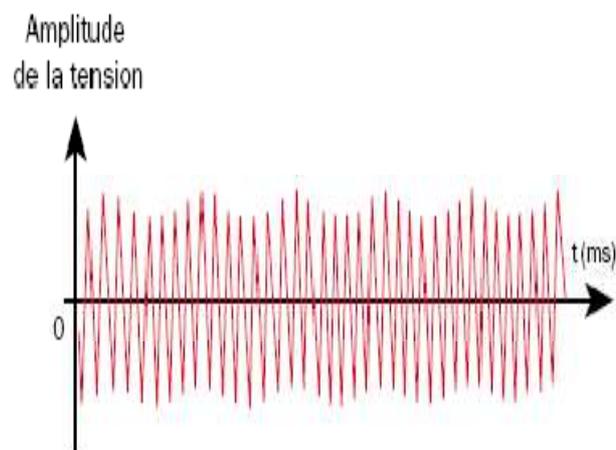


Figure (I.6) : Fluctuation de tension.

I.2. Définitions et caractéristiques des harmoniques

I.2.1. Harmoniques [2]

Les harmoniques sont des tensions ou des courants qui existent dans les exploitations électriques à des fréquences qui sont des multiples de la fréquence fondamentale.

On peut considérer qu'il existe deux sortes d'harmoniques dans les systèmes d'exploitation d'énergie électrique:

➤ Les harmoniques caractéristiques : Ils sont généralement produits par les convertisseurs d'électronique de puissance qui, en réalité, laissent passer un courant qui n'est pas sinusoïdal même si la tension demeure sinusoïdale.

➤ Les harmoniques aléatoires : Ils sont générés par des phénomènes non linéaires comme la variation de la résistance d'un four à arc alimenté par une tension sinusoïdale.

Si une source d'harmoniques est présente dans le réseau, celle-ci peut générer des harmoniques pour les autres charges.

I.2.2. Grandeurs harmoniques

I.2.2.a. Harmoniques de courant [3]

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

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 pas par l'impédance ou la tension du réseau auquel elles sont raccordées.

I.2.2.b. Harmoniques de tension

On peut également parler de source de tension pour décrire l'état d'un réseau perturbé par une forte charge non linéaire.

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 :

$$\vec{V}_h = \bar{Z}_h \cdot \vec{I}_h \quad (I.5)$$

I.2.2.c. Impédance harmonique Z_h [7]

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 propagent entre les différentes lignes.

La connaissance de cette impédance est importante, car même pour les faibles charges harmoniques, des surtensions harmoniques peuvent se produire dans le réseau du fait que l'impédance harmonique peut être infinie (résonance).

I.3. Inter et infra harmoniques [2]

I.3.1. Inter harmoniques

Ce sont des composantes sinusoïdales qui ne sont pas à des fréquences multiples de celle du fondamental : 130 Hz ,170 Hz, 220 Hz ...

I.3.2. Infra harmoniques

Ce sont des composantes sinusoïdales qui sont à des fréquences inférieures à celle du fondamental : 10 Hz 20 Hz ...

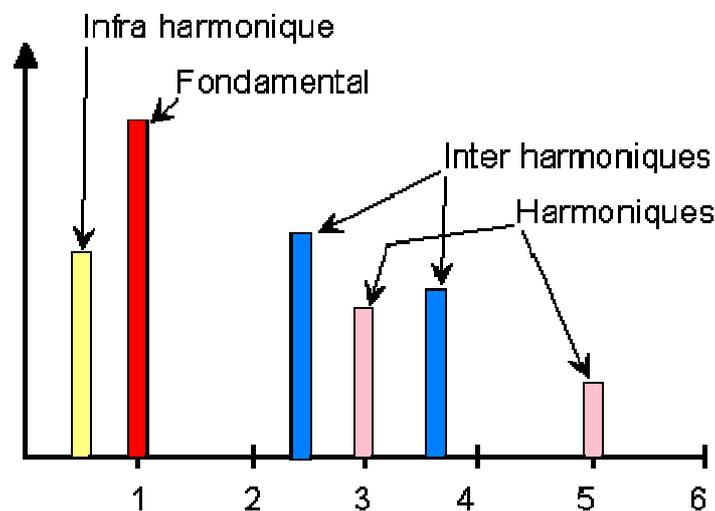


Figure (I.7) : Représentation spectrale d'harmoniques, d'inter et infra harmoniques.

La présence d'inter-harmoniques ou d'infra-harmoniques est due à des variations périodiques ou aléatoires de la puissance absorbée par certains récepteurs .Dans ce cas, le signal n'est pas périodique, ce qui explique l'apparition de composantes supplémentaires qui peuvent être développées en série de FOURIER.

I.4. Grandeurs caractéristiques d'un signal déformé

I.4.1. Décomposition en série de FOURIER [5]

La théorie de FOURIER indique que toute fonction périodique non sinusoïdale peut être représentée sous la forme d'une somme de termes (série) qui est composée :

- D'un terme sinusoïdal à la fréquence fondamentale f_1 .

- De termes sinusoïdaux dont les fréquences sont des multiples entiers de la fréquence fondamentale (harmoniques).
- D'une éventuelle composante continue.

La formule correspondant à la décomposition harmonique d'une fonction périodique est la suivante :

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{h=1}^{\infty} [a_h \cos(h\omega_0 t) + b_h \sin(h\omega_0 t)] \quad (\text{I.6})$$

Avec:

$$\omega_0 = \frac{2\pi}{T}, f = \frac{1}{T} \quad (\text{I.7})$$

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt \quad (\text{I.8})$$

$$\text{Pour : } h \geq 1 \quad \left\{ \begin{array}{l} a_h = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos(h\omega_0 t) dt \\ b_h = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \sin(h\omega_0 t) dt \end{array} \right. \quad (\text{I.9})$$

Nous pouvons simplifier l'équation (I – 6) comme suit :

$$f(t) = C_0 + \sum_{h=1}^{\infty} C_h \sin(h\omega_0 t + \varphi_h) \quad (\text{I.10})$$

Avec:

$$C_0 = \frac{a_0}{2} \quad (\text{I.11})$$

$$C_h = \sqrt{a_h^2 + b_h^2} \quad (\text{I.12})$$

$$\varphi_h = \tan^{-1} \left(\frac{a_h}{b_h} \right) \quad (I.13)$$

a_0 : Composante continue ou valeur moyenne du signal.

h : Rang harmonique qui représente le rapport de la fréquence de l'harmonique à celle du fondamental.

$$h = \frac{f_h}{f_1} \quad (I.14)$$

a_h, b_h : Amplitudes efficaces des composantes harmoniques du rang h .

$h\omega_0$: Pulsation du rang harmonique.

C_h : Amplitude de l'harmonique du rang h .

L'équation (I.6) peut être représentée sous une forme complexe comme suit :

$$f(t) = \sum_{h=1}^{\infty} C_h e^{jh\omega_0 t} \quad (I.15)$$

pour : $h = 0, \pm 1, \pm 2, \dots$

$$C_h = \frac{1}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(t) e^{-jh\omega_0 t} dt \quad (I.16)$$

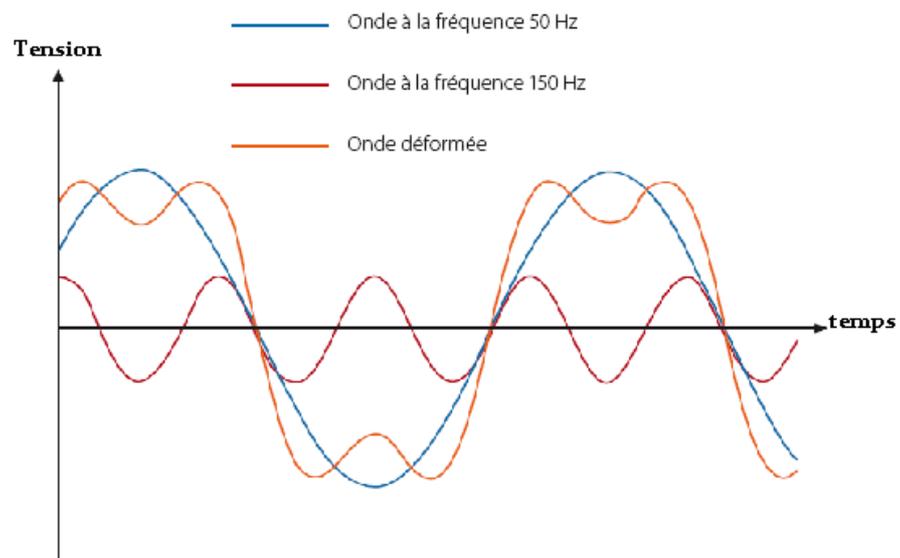


Figure (I.8) : Décomposition d'un signal périodique.

I.4.2. Spectre de fréquences [1]

C'est la représentation graphique des amplitudes des harmoniques en fonction de leurs rangs.

En général, la valeur de chaque harmonique est exprimée par son taux individuel (en pourcentage du fondamental).

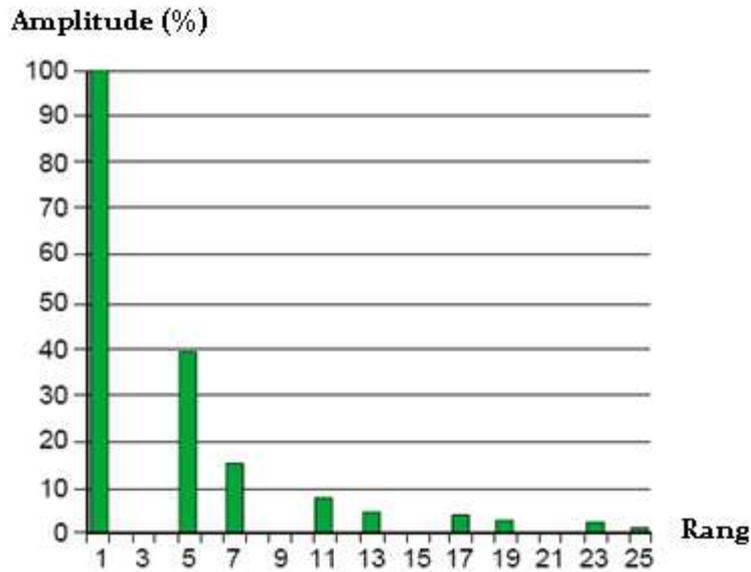


Figure (I.9) : Spectre d'amplitudes harmoniques.

I.4.3. Valeur efficace

La valeur efficace d'un signal périodique $f(t)$ de période T est donnée par :

$$f_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (f(t))^2 dt} \quad (I.17)$$

Ou bien :

$$f_{eff} = \left(\sum_{h=1}^{\infty} (f_h)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (I.18)$$

I.4.4. Facteur de crête [5]

Par définition, le facteur de crête d'une tension (*crest factor*) est égal à la valeur crête de la tension divisée par sa valeur efficace.

$$\text{facteur crête} = \frac{\text{tension crête}}{\text{tension efficace}} \quad (I.19)$$

I.4.5. Taux de distorsion harmonique (TDH) [2]

Le taux de distorsion est un paramètre qui définit globalement la déformation de la grandeur sinusoïdale.

I.4.5.1. Taux global de distorsion

➤ **Selon la définition donnée par le dictionnaire CEI**

Ce paramètre, appelé encore distorsion harmonique ou facteur de distorsion, représente le rapport de la valeur efficace des harmoniques ($h \geq 2$) à celle de la grandeur alternative :

$$TDH_G(\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=\infty} f_h^2}}{\sqrt{\sum_{h=1}^{h=\infty} f_h^2}} \quad (I.20)$$

➤ **Selon la définition donnée par la CIGREE**

Ce paramètre représente le rapport de la valeur efficace des harmoniques à celle du fondamental :

$$TDH_G(\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=\infty} f_h^2}}{f_1} \quad (I.21)$$

Remarque : lorsque le taux de distorsion est faible, ce qui est le cas le plus fréquent pour la tension, les deux définitions conduisent, en pratique, au même résultat.

I.4.5.2. Taux individuel de distorsion

Ce paramètre représente le rapport de la valeur efficace d'un harmonique de rang h à celle de la grandeur alternative (selon CEI) ou à celle du fondamental seul (selon CIGREE).

➤ **Selon la définition du dictionnaire CEI**

$$THD_i(\%) = 100 \frac{f_h}{\sqrt{\sum_{h=1}^{h=\infty} f_h^2}} \quad (I.22)$$

➤ **Selon la définition du dictionnaire CIGREE**

$$TDH_i(\%) = 100 \frac{f_h}{f_1} \quad (I.23)$$

Remarque : Il s'ensuit que les tensions et les courants sinusoidaux ont un taux de distorsion nul.

I.4.5.3. Taux de distorsion pondéré [3]

Afin de tenir compte de la spécification de certains types de matériels, tels que les condensateurs, les inductances ou les moteurs, des taux de distorsion pondérés en tension D_ω sont définis de la manière suivante :

➤ **Pour les condensateurs**

$$D_{\omega C} = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} h^2 u_h^2} \quad (I. 24)$$

Avec :

$$u_h = \frac{U_h}{U_1} \quad (I. 25)$$

Si I_C est le courant circulant dans le condensateur, I_{C1} correspond au fondamental (respectivement I_l et I_{L1} pour l'inductance), on a alors :

$$I_C = I_{C1} \sqrt{1 + D_{\omega C}^2} \quad (I. 26)$$

➤ **Pour les inductances**

$$D_{\omega L} = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} \frac{u_h^2}{h^2}} \quad (I. 27)$$

De même :

$$I_L = I_{L1} \sqrt{1 + D_{\omega L}^2} \quad (I. 28)$$

➤ **Pour les moteurs**

$$D_{\omega M} = \sqrt{\sum_{h=2}^{13} \frac{u_h^2}{h}} \quad (I. 29)$$

I.4.6. Expressions des puissances

I.4.6.1. Puissance active

$$p = \sum_{\substack{h=1 \\ n=1}}^{\infty} V_h I_n \cos(\varphi_{h,n}) \quad (\text{I. 30})$$

Avec :

$$\varphi_{h,n} = \alpha_h - \beta_n \quad (\text{I. 31})$$

I.4.6.2. Puissance réactive

$$Q = \sum_{\substack{h=1 \\ n \neq h}}^{\infty} V_h I_n \sin(\varphi_{h,n}) \quad (\text{I. 32})$$

I.4.6.3. Puissance apparente

$$S = V \cdot I = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} V_h^2 \sum_{n=1}^{\infty} I_n^2} = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (\text{I. 33})$$

I.4.6.4. Puissance déformante

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} V_h^2 \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq h}}^{\infty} I_n^2} \quad (\text{I. 34})$$

I.4.7. Facteur de puissance et facteur de déphasage

I.4.7.1. Facteur de puissance (f_p)

Selon la CEI, le facteur de puissance est le rapport de la puissance active P à la puissance apparente S :

$$f_p = \frac{P}{S} \quad (\text{I. 35})$$

I.4.7.2. Facteur de déphasage ($\cos\varphi$) [2]

$$\cos\varphi = \frac{P_1}{S_1} \quad (\text{I. 36})$$

Avec :

P_1 = puissance active de la composante fondamentale.

S_1 = puissance apparente de la composante fondamentale.

Le facteur de puissance ne doit pas être confondu avec le facteur de déphasage.

I.4.8. Facteur de déformation

Selon la norme CEI 146-1-1, il permet de définir le lien entre le facteur de puissance f_p et le facteur de déphasage $\cos\varphi$:

$$f_d = \frac{f_p}{\cos \varphi} \quad (I.37)$$

Dans le cas où les tensions et courants sont parfaitement sinusoïdaux, le facteur de déformation est égal à 1 et le $\cos\varphi$ est égal au facteur de puissance.

I.4.9. Notion de phase [3]

La phase d'un signal harmonique est une notion importante. Elle permet d'une part, de calculer la somme vectorielle de plusieurs courants harmoniques circulant dans un même conducteur, et d'autre part, d'identifier un sens de transit de l'énergie harmonique.

I.4.9.1. Phase entre I_h et I_i (ou entre V_h et V_i)

Il est facile de mesurer le déphasage entre le courant harmonique et le courant fondamental (noté α_h). L'analyse de Fourier du signal en courant suffit. En revanche, elle est insuffisante pour calculer la somme de deux courants venant de sources différentes.

Lorsqu'on veut faire la somme de courants sur une portion donnée du réseau, il est alors nécessaire d'effectuer une correction qui tient compte du déphasage du courant fondamental par rapport à la tension fondamentale (φ_h).

I.4.9.2. Phase entre le courant I_h et la tension fondamentale V_1

Il est préférable de connaître l'angle entre les courants harmoniques I_h et une référence de tension V_1 qui est beaucoup plus stable.

La Figure (I.10) montre le déphasage β_h entre le courant I_h et la tension fondamentale V_i .

I.4.9.3. Phase entre la tension V_h et le courant harmonique I_h

Afin de connaître les puissances actives et réactives harmoniques, il est utile de connaître le déphasage φ_h entre la tension et le courant harmonique de même rang.

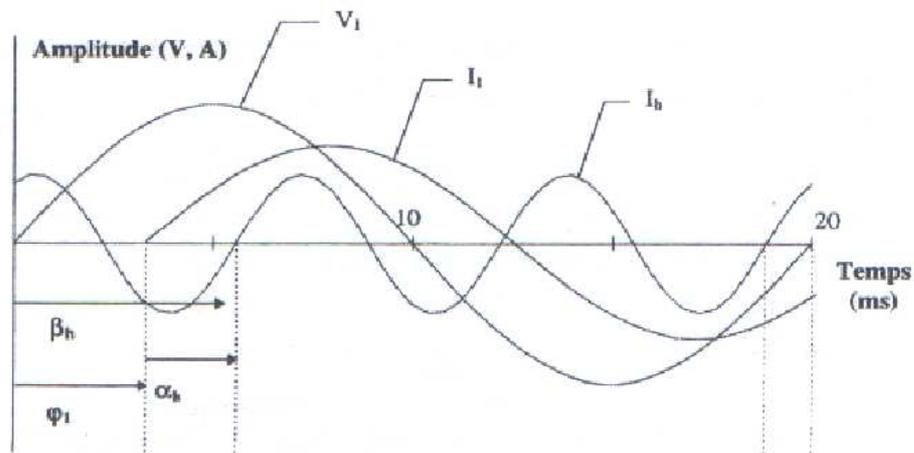


Figure (I.10) : Déphasage des courants harmoniques.

I.5. Sources harmoniques [10]

Les appareils électroniques sont les principaux responsables de la pollution harmonique, mais les autres charges du réseau peuvent également y contribuer, ces équipements connaissent une diffusion croissante, ils constituent une source de pollution harmonique importante.

I.5.1. Principales sources de perturbation harmonique

I.5.1.a. Dans l'industrie [2]

➤ Convertisseurs statiques de forte puissance

Les progrès de l'électronique de puissance se sont traduits par la réalisation de redresseurs, d'onduleurs de tension et d'autres convertisseurs statiques.

Ces appareils figurent parmi les pollueurs les plus répandus.

➤ Machines tournantes

Les machines tournantes produisent des harmoniques « *de denture* » de rangs élevés, et d'amplitude généralement faibles. Les petites machines asynchrones sont toutefois génératrices de tensions harmoniques de rang 3 non négligeables.

➤ Transformateurs

Les transformateurs peuvent être générateurs de tension harmonique lorsqu'ils fonctionnent en régime saturé. Sur les réseaux, le taux de distorsion harmonique en tension de ces appareils reste toujours inférieur à 1%.

➤ Charges à arc électrique [10]

Ce sont les fours à arc à courant alternatif, dont la puissance peut atteindre une dizaine de MW, et les machines de soudure à l'arc à courant alternatif ou continu. Le spectre d'émission harmonique de ces appareils est continu et contient des inter-harmoniques d'amplitudes non négligeables. Le contenu harmonique est relativement modéré. On ne peut le négliger du fait que la puissance consommée est forte.

I.5.1.b. Dans le domaine tertiaire [2]

En milieu tertiaire, les phénomènes de pollution liés aux harmoniques sont de plus en plus importants.

Ces phénomènes sont provoqués par une très large diffusion d'équipements tels que : Les ordinateurs, imprimantes, photocopieurs, appareils pour bureaux, etc...

I.5.1.c. Dans les usages domestiques [10]

➤ L'éclairage (public ou domestique)

L'éclairage public par lampes à décharge ou lampe fluo compactes est générateur de courants harmoniques. Dans certains cas, un taux de 25% de courant harmonique 3 peut être relevé.

L'éclairage domestique par lampes fluorescentes compactes peut entraîner un taux d'harmonique 3 proche de 100 %.

➤ Charges électrodomestiques

Ce terme englobe tous les appareils domestiques de faible puissance tels que les récepteurs de télévision, les magnétoscopes, etc... Ces charges sont présentes en grand nombre sur le réseau et, bien que de puissance unitaire réduite, elles sont responsables d'une part importante de la pollution harmonique.

I.6. Effets des harmoniques [6]

Les tensions et courants harmoniques superposés à l'onde fondamentale conjuguent leurs effets sur les appareils et équipements utilisés.

Ces grandeurs harmoniques ont des effets différents selon les récepteurs rencontrés :

- Soit des effets instantanés,
- Soit des effets à terme.

I.6.1. Effets instantanés [2]

Les effets instantanés des harmoniques sur les signaux de certains types d'appareillage, tels que l'électronique de puissance, calculateurs, relais, systèmes de contrôle et régulation, etc..., provoquent le déplacement du passage par zéro et des modifications de la valeur de crête de l'onde.

I.6.2. Effets à terme [4]

Les effets à terme sur les machines tournantes et les condensateurs, se manifestent par des échauffements supplémentaires ; il en découle la destruction de matériel ou plus fréquemment une diminution de leur durée de vie par surcharge thermique.

Matériels	Gênes liées à la pollution harmonique	Seuils admissibles pour lesquels des incidents ont été signalés
Lignes	Pertes ohmiques supplémentaires.	-
Alternateurs	Pertes supplémentaires dans les enroulements statoriques et principalement dans les amortisseurs, liés à la circulation des courants harmoniques.	Distorsion de tension DT=10% (pour petites machines) Distorsion de courant DT=5%(machines de fortes puissances).
Câbles	Pertes ohmiques supplémentaires, surtout dans les câbles de retour du neutre ou circulent les courants harmoniques homopolaires. Pertes diélectriques liées à la distorsion de tension pouvant entraîner des détériorations. Corrosion des câbles en aluminium sous l'effet de la circulation des courants harmoniques pairs associés à une composante continue.	Distorsion de tension DT=10% Tension harmonique individuelle $\frac{u_h}{u_1} = 7\%$
Transformateurs	Pertes supplémentaires dans les enroulements liées à la circulation des courants harmoniques. Pertes supplémentaires dans le fer (par courants de Foucault principalement). Risque de saturation en présence des composantes continues (association aux harmoniques pairs).	-
Moteurs	Pertes supplémentaires dans les enroulements principalement liées à la distorsion de tension.	-
Circuits de protection divers de la clientèle	Risque de déclenchements impératifs attribué aux distorsions de tension et à des particularités des circuits alimentés.	-
Lampes à décharge pour éclairage. Appareils médicaux générateurs de rayons X	Risque de vacillement sous l'effet de la tension harmonique de rang 2. Perturbation par surtension en valeur de crête liée à la tension.	Perturbation si $\frac{u_h}{u_1} \geq 3\%$ Perturbation si $\frac{u_h}{u_1} \geq 10\%$
Ordinateurs. Électronique de puissance	Troubles fonctionnels liés à la distorsion de tension.	Distorsion de tension DT=5%
Condensateurs de puissance	Pertes diélectriques supplémentaires aboutissant au vieillissement du condensateur.	Tension harmonique individuelle $\frac{u_h}{u_1} \geq 83(\%). U_1$

Tableau (I.1) : Gênes dues à la pollution harmonique et seuils réputés tolérables.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis en évidence l'importante pollution harmonique subie par le réseau électrique, à cause des raccordements aux différentes charges non linéaires (transformateurs, machines, convertisseurs statiques, domaine tertiaire etc...).

La pollution harmonique présente une réelle menace pouvant dégrader l'onde de courant ou de tension, cette dégradation engendre des perturbations et des pertes énormes dans les éléments du réseau électrique.

Si la déformation dépasse certaines limites, la correction de la forme d'onde est, par conséquent, nécessaire.

Chapitre II :

Impédance harmonique

Introduction

Les charges non linéaires sont généralement caractérisées par les courants harmoniques qu'elles produisent. Il est, donc, souvent préférable d'exprimer les limites d'émission en termes de courants harmoniques plutôt qu'en tensions. Pour permettre la transformation des courants harmoniques en tensions harmoniques, on doit connaître l'impédance harmonique du réseau électrique.

L'impédance harmonique est une quantité importante décrivant l'état du réseau électrique. Pour l'estimer, il est possible d'utiliser soit une méthode expérimentale, soit une méthode de calcul numérique de simulation, ou encore d'associer ces deux méthodes.

II.1. Définition de l'impédance harmonique Z_h [7]

On peut définir, en tout point d'un réseau électrique, 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 propagent entre les différentes lignes.

Les impédances harmoniques sont très variables dans le temps et d'un point à un autre du réseau électrique. Elles dépendent :

- De la puissance de court-circuit,
- De la longueur des lignes,
- De la présence de batteries de compensation d'énergie réactive,
- Du niveau de charge du réseau.

La connaissance de l'impédance harmonique Z_h est une donnée nécessaire pour évaluer l'impact d'une charge perturbatrice sur un réseau auquel elle est raccordée afin de déterminer si l'injection d'un certain niveau de courants harmoniques peut être autorisé ou tout simplement exiger un filtrage à un point, à cause du dépassement des niveaux de compatibilité.

De façon générale, l'impédance harmonique Z_h d'un système, s'exprime dans le plan complexe. Cette dernière, en fonction de la fréquence, forme une succession de résonances et d'antirésonances. Ces résonances sont principalement dues aux condensateurs de compensation et aux capacités de lignes.

II.2. Résonance

L'association d'éléments capacitifs et inductifs sur les réseaux électriques entraîne l'apparition de phénomènes de résonance. Ceux-ci se manifestent par des valeurs très élevées ou très faibles de l'impédance par rapport au réseau sans résonance.

Les surintensités et les surtensions causées par la résonance peuvent occasionner de graves dommages sur les installations (destruction de condensateurs par exemple).

On distingue deux types de résonances, selon que les éléments capacitifs et inductifs sont associés en série ou en parallèle. [8]

II.2.1. Résonance parallèle

La branche constituée par l'inductance L_p en parallèle avec le condensateur C_p forme un système résonant parallèle.

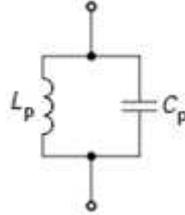


Figure (II.1) : Résonance parallèle.

L'expression simplifiée de l'impédance globale, obtenue à partir des éléments L_p et C_p en parallèle, s'exprime par la relation suivante :

$$Z_{h,P} = \frac{jL_p\omega}{1 - L_pC_p\omega^2} \quad (\text{II. 1})$$

On parle de la résonance lorsque le dénominateur $(1 - L_pC_p\omega^2)$ est nul; dans ce cas, l'impédance tend, alors, vers l'infini. La fréquence de la résonance est donnée par :

$$f_{r,P} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_pC_p}} \quad (\text{II. 2})$$

II.2.2. Résonance série

La branche constituée par l'inductance L_s en série avec le condensateur C_s forme un système résonant série.

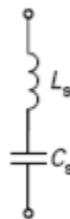


Figure (II.2) : Résonance série.

L'expression simplifiée de l'impédance globale, obtenue à partir des éléments L_s et C_s en série, s'exprime par la relation suivante :

$$Z_{h,S} = \frac{1 - L_sC_s\omega^2}{jC_s\omega} \quad (\text{II. 3})$$

Il y a résonance lorsque le numérateur $(1 - L_sC_s\omega^2)$ est nul; l'impédance tend, alors, vers une valeur minimale.

La fréquence de la résonance est donnée par :

$$f_{r,s} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_s C_s}} \quad (\text{II. 4})$$

La fréquence de résonance peut être connue à l'avance de telle sorte qu'elle soit éloignée des rangs harmoniques caractéristiques (rangs 3, 5, 7, etc...).

II.3. Mesure de l'impédance harmonique d'un réseau

La mesure de l'impédance harmonique est assez difficile à mettre en œuvre. Elle nécessite la présence au sommet où l'on veut la mesurer, d'une source de courants harmoniques assez puissante, ou d'un niveau de tension harmonique préexistant relativement important. [9]

II.3.1. Méthodes de mesure de l'impédance harmonique

II.3.1.1. Mesure des impédances harmoniques en régime triphasé déséquilibré [9]

En pratique, le système d'alimentation triphasé n'est généralement pas équilibré du point de vue des impédances harmoniques, en particulier au niveau du réseau THT. De plus, dans la plupart des cas, les courants harmoniques injectés par les sources sont, aussi, loin d'être équilibrés.

Il est nécessaire d'étudier la composante directe de l'impédance d'un réseau en utilisant une injection de courant asymétrique.

Considérons les tensions et courants dans les phases en notation matricielle :

$$\begin{cases} [U_{hp}] = \begin{bmatrix} U_{ha} \\ U_{hb} \\ U_{hc} \end{bmatrix} \\ [I_{hp}] = \begin{bmatrix} I_{ha} \\ I_{hb} \\ I_{hc} \end{bmatrix} \end{cases} \quad (\text{II.5})$$

Si le réseau d'alimentation est supposé symétrique, la matrice d'impédance triphasée pour les grandeurs des phases est :

$$[Z_{hp}] = \begin{bmatrix} Z_{hs} & Z_{hm} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hs} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hm} & Z_{hs} \end{bmatrix} \quad (\text{II. 6})$$

Z_{hs} : Auto-inductance d'une phase au rang harmonique h.

Z_{hm} : Inductance mutuelle entre les phases au même rang harmonique.

La loi d'Ohm peut s'écrire sous la forme matricielle :

$$[U_{hp}] = [Z_{hp}] \cdot [I_{hp}] \quad (\text{II. 7})$$

La méthode classique, pour étudier l'effet des courants déséquilibrés, consiste à introduire les composantes symétriques : $a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2}$

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (\text{II. 8})$$

La matrice de Fortescue permet de passer du système réel au système symétrique.

$$\begin{bmatrix} U_{h0} \\ U_{h1} \\ U_{h2} \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} U_{ha} \\ U_{hb} \\ U_{hc} \end{bmatrix} \quad (\text{II. 9})$$

$$[Z_{hseq}] = [A] \cdot [Z_{hp}] \cdot [A]^{-1} \quad (\text{II. 10})$$

Ce qui donne :

$$\begin{cases} Z_{h0} = Z_{hs} + 2Z_{hm} \\ Z_{h1} = Z_{hs} - Z_{hm} \\ Z_{h2} = Z_{hs} - Z_{hm} \end{cases} \quad (\text{II. 11})$$

Avec :

Z_{h0} : Impédance homopolaire.

Z_{h1} : Impédance directe.

Z_{h2} : Impédance inverse.

L'évaluation de l'impédance harmonique se fait à partir de U_{ha} et I_{ha} :

$$Z_{hmes} = \frac{U_{ha}}{I_{ha}} \quad (\text{II. 12})$$

Cependant, la signification de Z_{hmes} peut changer selon la façon dont les courants harmoniques sont injectés dans le réseau électrique. Quatre cas sont pris en considération :

- **Premier cas** : Injection équilibrée en courant

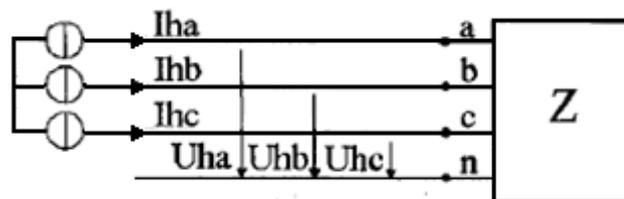


Figure (II.3) : Injection des courants harmoniques équilibrée.

Courants injectés :

$$\begin{cases} I_{ha} = I_h \\ I_{hb} = a^2 I_h \\ I_{hc} = a I_h \end{cases} \quad (\text{II. 13})$$

$$[U_{hp}] = \begin{bmatrix} Z_{hs} & Z_{hm} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hs} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hm} & Z_{hs} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_h \\ a^2 I_h \\ a I_h \end{bmatrix} \quad (\text{II. 14})$$

$$U_{ha} = Z_{hs} \cdot I_h + Z_{hm} \cdot a^2 I_h + Z_{hm} a I_h \quad (\text{II. 15})$$

$$Z_{hmes} = \frac{Z_{hs} \cdot I_h + Z_{hm} \cdot a^2 I_h + Z_{hm} a I_h}{I_h} \quad (\text{II. 16})$$

$$Z_{hmes} = Z_{hs} - Z_{hm} \quad (\text{Car } a^2 + a + 1 = 0) \quad (\text{II. 17})$$

$$\Rightarrow Z_{hmes} = Z_{hd} \quad (\text{II. 18})$$

L'impédance mesurée Z_{hmes} correspond à l'impédance directe et inverse. La mesure est donc correcte.

- **Deuxième cas** : Injection déséquilibrée biphasée

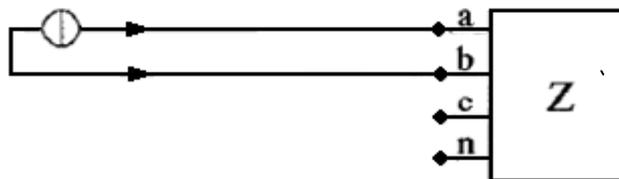


Figure (II.4) : Injection de courants harmoniques déséquilibrée biphasée.

Courants injectés :

$$\begin{cases} I_{ha} = I_h \\ I_{hb} = -I_h \\ I_{hc} = 0 \end{cases} \quad (\text{II. 19})$$

$$[U_{hp}] = \begin{bmatrix} Z_{hs} & Z_{hm} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hs} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hm} & Z_{hs} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_h \\ -I_h \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II. 20})$$

$$U_{ha} = Z_{hs} \cdot I_h + Z_{hm} \cdot -I_h \quad (\text{II. 21})$$

$$Z_{hmes} = Z_{hs} - Z_{hm} \quad (\text{II. 22})$$

$$\Rightarrow Z_{hmes} = Z_{hd} \quad (\text{II. 23})$$

L'évaluation de l'impédance directe est donc correcte.

- **Troisième cas** : Injection déséquilibrée triphasée

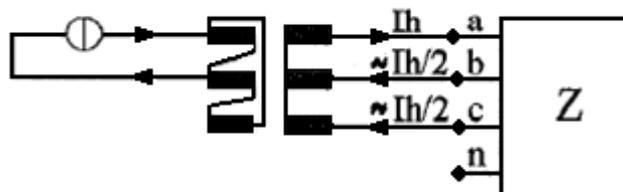


Figure (II.5) : Injection de courants harmoniques déséquilibrée triphasée.

Courants injectés :

$$\begin{cases} I_{ha} = I_h \\ I_{hb} = -\frac{I_h}{2} \\ I_{hc} = -\frac{I_h}{2} \end{cases} \quad (\text{II. 24})$$

$$[U_{hp}] = \begin{bmatrix} Z_{hs} & Z_{hm} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hs} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hm} & Z_{hs} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_h \\ -\frac{I_h}{2} \\ -\frac{I_h}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II. 25})$$

$$U_{ha} = Z_{hs} \cdot I_h - Z_{hm} \cdot \frac{I_h}{2} - Z_{hm} \frac{I_h}{2} \quad (\text{II. 26})$$

$$Z_{hmes} = Z_{hs} - Z_{hm} \quad (\text{II. 27})$$

$$\Rightarrow Z_{hmes} = Z_{hd} \quad (\text{II. 28})$$

L'évaluation de l'impédance directe est donc correcte.

- **Quatrième cas : injection déséquilibrée monophasée**

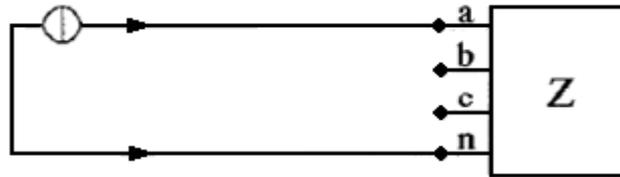


Figure (II.6) : Injection de courants harmoniques déséquilibrée monophasée.

Courants injectés :

$$\begin{cases} I_{ha} = I_h \\ I_{hb} = 0 \\ I_{hc} = 0 \end{cases} \quad (\text{II. 29})$$

$$[U_{hp}] = \begin{bmatrix} Z_{hs} & Z_{hm} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hs} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hm} & Z_{hs} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_h \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II. 30})$$

$$U_{ha} = Z_{hs} \cdot I_h \quad (\text{II. 31})$$

$$Z_{hmes} = Z_{hs} \quad (\text{II. 32})$$

$$\Rightarrow Z_{hmes} \neq Z_{hd} \quad (\text{II. 33})$$

Dans ce cas, l'évaluation n'est pas correcte en raison de la présence de courants harmoniques homopolaires dans la mesure.

La source de courants harmoniques peut être déséquilibrée et même monophasée. La mesure sur la phase concernée donne une estimation correcte de l'impédance harmonique directe. À condition que les impédances directe et inverse soient égales et qu'il n'y ait pas de courant homopolaire.

II.3.1.2. Courants harmoniques provenant d'installations existantes

II.3.1.2.a. Charges non linéaires comme source unique de courants harmoniques [7]

On sait que les charges non linéaires injectent, dans le réseau électrique, des courants harmoniques. La loi d'Ohm peut être appliquée à ces courants et aux tensions correspondantes pour obtenir l'impédance harmonique Z_h .

$$\text{Avec : } Z_h = \frac{U_h}{I_h} \quad (\text{II. 34})$$

Avantages :

- Injections de fortes amplitudes.
- Utilisation d'une source harmonique existante.

Inconvénients :

- La présence de fortes charges perturbatrices est nécessaire.
- Injection des courants harmoniques aux mêmes fréquences que les tensions harmoniques préexistantes.

II.3.1.2.b. Utilisation des sources harmoniques préexistantes [9]

Lorsqu'on utilise une charge non linéaire comme source de courants harmoniques, on peut éliminer l'erreur due aux harmoniques préexistants.

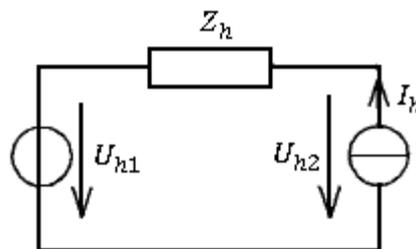


Figure (II.7) : Mesure d'impédance harmonique en tenant compte des tensions harmoniques préexistantes.

Avant de raccorder la charge non linéaire sur le réseau, la tension aux bornes de cette charge est égale à U_{h1} au rang harmonique h .

Lorsque la charge non linéaire est connectée, un courant harmonique I_h circule du réseau vers la charge et la tension harmonique aux bornes de la charge devient U_{h2} .

$$U_{h2} = U_{h1} - Z_h \cdot I_h \quad (\text{II. 35})$$

L'impédance harmonique du réseau s'exprime de la façon suivante:

$$Z_h = \frac{U_{h1} - U_{h2}}{I_h} \quad (\text{II. 36})$$

Les grandeurs (Z_h, U_{h1}, U_{h2}, I_h) sont complexes.

On peut même utiliser cette méthode, sans déconnecter la charge perturbatrice, en changeant son point de fonctionnement et, en enregistrant les variations de courant et de tension harmoniques, en utilisant la formule plus générale:

$$Z_h = \frac{\Delta U_h}{\Delta I_h} \quad (\text{II. 37})$$

Les inconvénients de cette méthode est que ΔU_h et ΔI_h sont des grandeurs complexes, le déphasage doit être évalué entre des signaux qui sont mesurés à des instants différents, ainsi, la présence d'une forte charge non linéaire est nécessaire.

II.3.1.3. Transitoire d'enclenchement ou variation naturelle

II.3.1.3.a. Enclenchement de batteries de condensateurs

L'enclenchement d'une batterie de condensateurs revient à provoquer un court circuit instantané, entraînant un courant qui donne un spectre très riche. L'enregistrement des signaux temporels de tension et de courant durant le régime transitoire permet, par l'application de la transformée rapide de Fourier(FFT), de calculer l'impédance harmonique du réseau, vue du point de raccordement de la batterie de condensateurs.

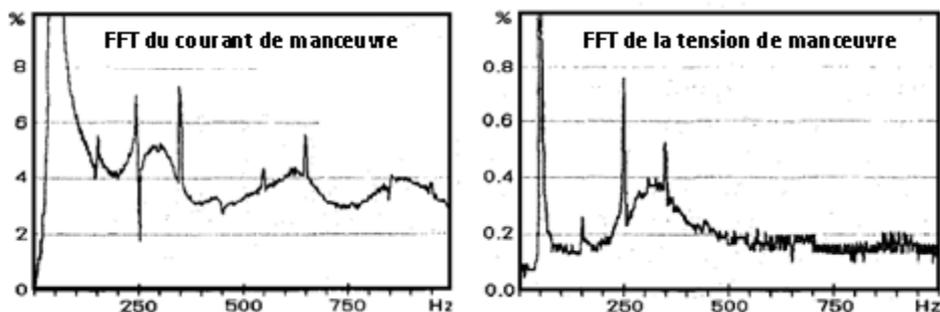


Figure (II.8) : Spectre du courant et de la tension résultant de la manœuvre

d'une batterie de condensateurs sur un réseau MT.

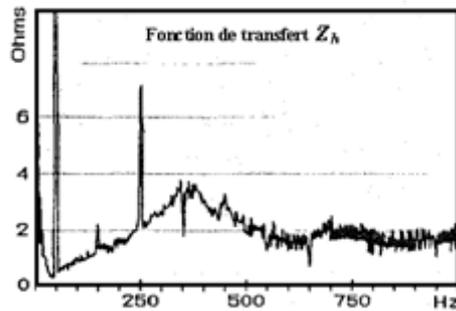


Figure (II.9) : Impédance harmonique du réseau vue du point de raccordement de la batterie de condensateurs.

Les résultats obtenus ne sont généralement pas valables aux fréquences fondamentales et harmoniques, (au moins dans le cas où les tensions harmoniques préexistantes sont importantes). Il est, toutefois, possible de prendre ces tensions en compte en utilisant la méthode des sources harmoniques préexistantes.

Avantage :

- Spectre riche en fréquences (inter)harmoniques.

Inconvénients :

- Signaux de très courte durée.
- La présence de bancs de condensateurs est nécessaire.

II.3.1.3.b. Enclenchement de transformateurs

Juste après l'enclenchement, un transformateur est placé dans un état de saturation qui dépend de l'instant de l'enclenchement. Les courants transitoires sont caractérisés, pendant quelques secondes, par une forte composante apériodique, un contenu spectral très riche, et une forte amplitude, de l'ordre du courant nominal. Ces courants transitoires peuvent être utilisés pour des mesures d'impédance harmonique.

Avantages :

- Courant de manœuvre riche en harmoniques.
- Niveaux de courant très élevés par rapport aux harmoniques existants.

Inconvénient :

- Courants très déséquilibrés variant avec l'instant de manœuvre.

II.3.1.4. Injection directe des courants harmoniques

II.3.1.4.a. Utilisation spéciale de matériels comme des générateurs de courants (inter)harmoniques

- Condensateur BT et transformateur MT/BT

Un condensateur BT monophasé couplé à un transformateur MT/BT peut être utilisé comme source de courants (inter)harmoniques pour mesurer les impédances harmoniques sur des réseaux MT. Le principe de la mesure est le même que celui de l'enclenchement de batteries de condensateurs.

- **Transformateur saturé**

Une source d'harmoniques importante peut être un transformateur de puissance saturé par l'injection de courant continu dans sa connexion de neutre. Les courants harmoniques produits ne sont pas équilibrés en raison de la construction asymétrique du transformateur.

Avantage :

- Production de forts courants harmoniques pendant une longue durée

Inconvénients :

- De grosses installations sont nécessaires avec une source de courant continu puissante.
- Les harmoniques préexistants sont pris en considération.
- Les courants injectés sont fortement déséquilibrés.

II.3.1.4.b. Utilisation de générateurs de courants inter-harmoniques

Les générateurs de courants inter-harmoniques ont été spécialement conçus pour la mesure de l'impédance harmonique. Ils sont utilisés sur les réseaux BT, MT et rarement sur les réseaux HT.

Avantages :

- Des harmoniques préexistants sont pratiquement sans effets sur les mesures, aux fréquences inter-harmoniques, de sorte que des niveaux de signaux très faibles suffisent.
- Les fréquences harmoniques sont également obtenues par interpolation.

Inconvénients :

- Il est nécessaire de disposer de générateurs de signaux relativement puissants en particulier pour des niveaux de tension plus élevés.
- Les courants injectés ne sont pas toujours symétriques, selon le générateur utilisé.

II.4. Calcul de l'impédance harmonique

II.4.1. Calcul littéral [7]

Dans le cas où la structure du réseau électrique perturbé est simple, le calcul littéral des différentes grandeurs harmoniques est possible.

On peut déterminer, analytiquement, l'impédance harmonique en tous points du réseau électrique.

II.4.1.1. Modélisation des éléments du réseau électrique

- **Modélisation du réseau amont**

Lorsqu'on étudie le réseau d'un utilisateur donné, le réseau amont auquel il est relié est caractérisé par sa puissance de court-circuit au point de raccordement. En régime harmonique,

celui-ci est modélisé par une réactance X en série avec une résistance R dont les valeurs sont déterminées de la façon suivante :

$$X = h \frac{U_n^2}{S_{cc}} (\Omega) \quad (\text{II. 38})$$

$$R = \sqrt{h} \cdot R_1 \quad (\text{II. 39})$$

La résistance R_1 correspondant au réseau amont.

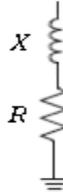


Figure (II.10) : Modèle d'un réseau amont.

S_{cc} : Puissance de court-circuit au point de raccordement considéré (MVA).

- U_n : Tension nominale en (KV).

Modélisation d'un transformateur

Un transformateur est modélisé, en régime harmonique, par une réactance X en parallèle avec une résistance R_p et en série avec une résistance R_s . Les expressions de ces éléments, ramenées au secondaire, sont :

$$X = \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_{n2}^2}{S_n} \cdot h (\Omega) \quad (\text{II. 40})$$

$$R_p = 20 \cdot \frac{U_{n2}^2}{S_n} (\Omega) \quad (\text{II. 41})$$

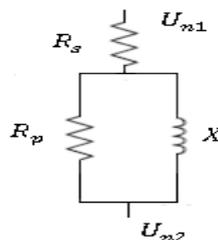
$$R_s = \frac{1}{100} \frac{U_{n2}^2}{S_n} (\Omega) \quad (\text{II. 42})$$

S_n : Puissance nominale du transformateur en (MVA).

U_{cc} : Tension de court-circuit en (%).

U_{n2} : Tension au secondaire en (KV).

X : Réactance de fuite du transformateur.



Figure(II.11) : Modèle d'un transformateur.

- **Modélisation d'une batterie de condensateur**

La batterie de condensateurs est modélisée par la réactance X_c :

$$X_c = -\frac{U_n^2}{hQ_c} (\Omega) \quad (\text{II. 43})$$

Q_c : Puissance réactive en (MVar).

U_n : Tension nominale en (KV).

- **Modélisation d'un récepteur non générateur d'harmoniques**

Le modèle consiste à mettre en parallèle une résistance et une inductance.

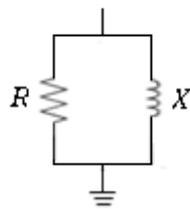


Figure (II.12) : Modèle d'un récepteur non générateur d'harmoniques.

Les valeurs de R et de X sont données par :

$$R = \frac{U_n^2}{P} \quad (\text{II. 44})$$

$$X = h \frac{R}{\tan\varphi} \quad (\text{II. 45})$$

Avec :

P : Puissance utile en (MW),

Tan φ : Tangente φ à la puissance nominale.

- **Modélisation d'un injecteur de courant harmonique**

Généralement, les appareils injectant des courants harmoniques sont modélisés par un générateur de Norton.

L'impédance interne sera généralement prise infinie en régime harmonique.

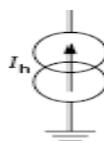


Figure (II.13) : Modèle d'un injecteur d'harmonique.

• **Modélisation d'un câble ou d'une ligne [10]**

Une ligne ou un câble, reliant deux nœuds est modélisé par un schéma en π (avec des éléments (R,L) en série et en parallèle avec C).une représentation plus exacte est obtenue par :

$$Z = R + jhL\omega \quad (II. 46)$$

$$Y = jh\omega C \quad (II. 47)$$

Et on trouve les valeurs corrigées de Z et Y par :

$$Z' = \frac{Z \sin h\sqrt{YZ}}{\sqrt{YZ}} \quad (II. 48)$$

$$\frac{Y'}{2} = \sqrt{\frac{Y}{Z}} * \frac{(\cosh(\sqrt{YZ}) - 1)}{\sinh(\sqrt{YZ})} \quad (II. 49)$$

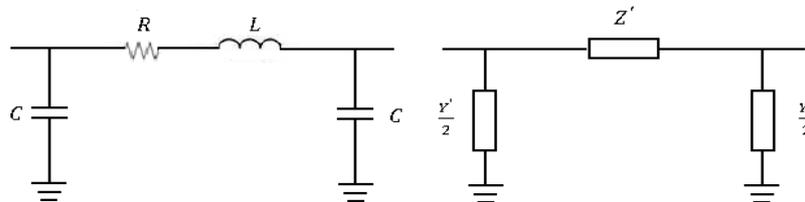


Figure (II.14) : Modèle de câble ou de ligne aérienne.

II.4.1.2. Modélisation des réseaux électriques en régime harmonique [7]

En général, on rencontre des problèmes de résonance sur des réseaux industriels comportant des condensateurs de compensation de l'énergie réactive. Ces réseaux peuvent être simplifiés en représentant, en aval du transformateur principal, une charge perturbatrice (modélisé par une injection harmonique) en parallèle avec une charge non perturbatrice (modélisée par une impédance inductive) et un condensateur.

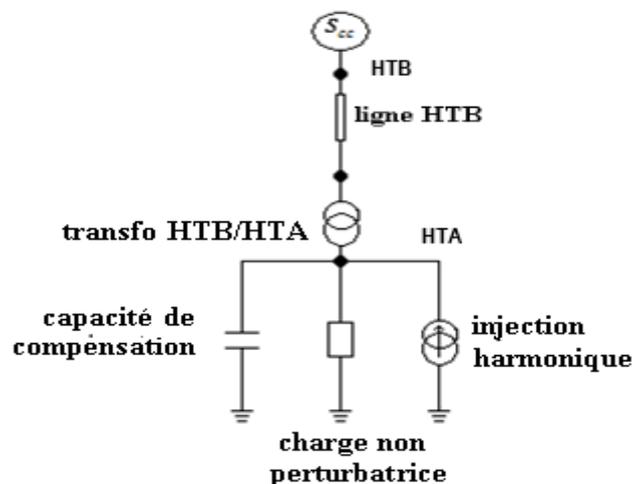


Figure (II.15) : Exemple d'un réseau électrique.

Les caractéristiques des différents éléments de ce réseau sont les suivantes :

- S_{cc} : Puissance de court-circuit du réseau amont HTB.
- R_{lig}, X_{lig} : Résistance et réactance linéiques pour la ligne HTB.
- L : Longueur de la ligne HTB.
- S_n : Puissance nominale du transformateur HTA/HTB.
- U_{cc} : Tension de court-circuit.
- P_{ch} : Puissance active de la charge non perturbatrice.
- Q_c : Puissance de compensation de la batterie de condensateurs.
- I_h : Courant harmonique injecté au rang h.

Les pertes Joule dans les enroulements du transformateur HTB /HTA sont négligées de sorte que celui-ci est modélisé seulement par son inductance de fuite. La charge est représentée par une réactance X_{ch} en parallèle avec une résistance R_{ch} , telles que :

$$\tan \varphi = \frac{R_{ch}}{X_{ch}} \quad (I. 50)$$

Le réseau de la figure (II.15) peut être modélisé de la façon suivante :

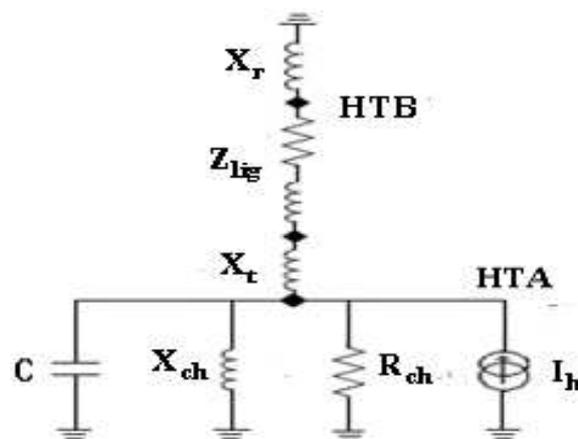


Figure (II.16) : Modélisation du réseau électrique de la figure (II.15).

II.4.1.3. Calcul simplifié de l'impédance harmonique (recommandation CEI)

Les impédances des différents éléments du schéma de la figure(II.16), à la fréquence fondamentale f_0 et aux fréquences harmoniques, sont données dans le tableau suivant :

Elément	Impédance à la fréquence fondamentale	Impédance harmonique
---------	---------------------------------------	----------------------

Réseau amont	$X_r = \frac{U_n^2}{S_{ccHTB}}$	$X_{r,h} = h \frac{U_n^2}{S_{ccHTB}}$
Ligne	$Z_{lig} = l(R_{lig} + jX_{lig})$	$Z_{lig,h} = l(R_{lig} + jhX_{lig})$
Transformateur	$X_t = U_{cc} \frac{U_n^2}{S_n}$	$X_{t,h} = hU_{cc} \frac{U_n^2}{S_n}$
Charge	$\frac{1}{Z_{ch}} = \frac{P_{ch}}{U_n^2} + \frac{Q_{ch}}{jU_n^2}$	$\frac{1}{Z_{ch,h}} = \frac{P_{ch}}{U_n^2} + \frac{Q_{ch}}{jhU_n^2}$
Condensateur	$Z_c = \frac{U_n^2}{jQ_c}$	$Z_{c,h} = \frac{U_n^2}{jhQ_c}$

Tableau (II.1) : Eléments de modélisation du réseau de la figure (II.16).

Premier cas : L'impédance de la ligne (Z_{lig}) et du câble sont négligeables.

La réactance équivalente du réseau HTB et du transformateur est donnée par :

$$X_{ccHTA} = X_r + X_t = U_n^2 \left(\frac{1}{S_{ccHTB}} + \frac{u_{cc}}{S_n} \right) = \frac{U_n^2}{S_{ccHTA}} \quad (\text{II.51})$$

L'impédance harmonique du réseau, Z_h , vue du point de raccordement, résulte de la mise en parallèle des différentes branches du réseau. Elle est donnée par :

- **En l'absence de condensateurs :**

$$\frac{1}{Z_h} = \frac{1}{jX_{ccHTA,h}} + \frac{1}{Z_{ch,h}} = \frac{1}{jhU_n^2} (S_{ccHTA} + jhP_{ch} + Q_{ch}) \quad (\text{II.52})$$

En règle générale, la puissance de court-circuit du réseau est très importante, Q_{ch} est donc négligeable devant S_{ccHTA} . On a alors :

$$Z_h = \frac{jhU_n^2}{S_{ccHTA} + jhP_{ch}} \quad (\text{II.53})$$

Le module et l'argument de l'impédance harmonique sont donc donnés par :

$$\left\{ \begin{array}{l} |Z_h| = \frac{hU_n^2}{\sqrt{(S_{ccHTA})^2 + h^2P_{ch}^2}} \\ Arg(Z_h) = \frac{\pi}{2} - \arctan\left(\frac{hP_{ch}}{S_{ccHTA}}\right) \end{array} \right. \quad (\text{II.54})$$

- **En présence de condensateurs :**

$$\frac{1}{Z_h} = \frac{1}{jX_{ccHTA,h}} + \frac{1}{Z_{ch,h}} + \frac{1}{Z_{c,h}} = \frac{1}{jhU_n^2} (S_{ccHTA} + jhP_{ch} + Q_{ch} - h^2Q_c) \quad (\text{II.55})$$

Puisque, Q_{ch} est négligeable devant S_{ccHTA} . Alors :

$$Z_h = \frac{jhU_n^2}{S_{ccHTA} - h^2Q_c + jhP_{ch}} \quad (II.56)$$

Le module et l'argument de l'impédance harmonique sont donnés par :

$$\left\{ \begin{array}{l} |Z_h| = \frac{hU_n^2}{\sqrt{(S_{ccHTA} - h^2Q_c)^2 + h^2P_{ch}^2}} \\ Arg(Z_h) = \frac{\pi}{2} - \arctan\left(\frac{hP_{ch}}{S_{ccHTA} - h^2Q_c}\right) \end{array} \right. \quad (II.57)$$

On obtient une résonance pour le rang h_r tel que le module de Z_h soit maximal :

$$S_{ccHTA} - h^2Q_c = 0 \Rightarrow h_r = \sqrt{\frac{S_{ccHTA}}{Q_c}} \quad (II.58)$$

Ce qui correspond à la fréquence de résonance f_r :

$$f_r = f_0 \sqrt{\frac{S_{ccHTA}}{Q_c}} \quad (II.59)$$

La figure (II.17) montre l'allure de la courbe représentant le module de l'impédance harmonique du réseau, en présence ou en l'absence de condensateurs. Le rapport de ces deux grandeurs (à la fréquence de résonance) définit le facteur d'amplification F .

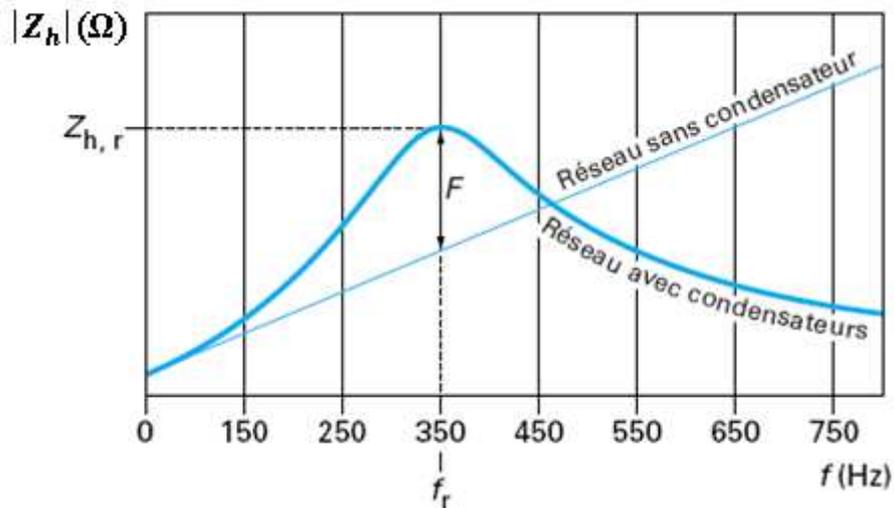


Figure (II.17) : Module de l'impédance harmonique du réseau vue du jeu de barre HTA.

Interprétation de la figure (II.17)

Lorsque le réseau n'est pas compensé, l'impédance harmonique vue d'un sommet du réseau est linéaire en fonction de la fréquence : Il y a essentiellement des éléments de nature inductive ou résistive (lignes, transformateurs, charges).

L'installation de condensateurs provoque une modification profonde de la courbe d'impédance. Dans une moindre mesure, les câbles et les longues lignes aériennes présentent également une impédance capacitive. Il peut en résulter des phénomènes d'amplification que l'on qualifie de résonance. Cela influe de manière importante sur la propagation des harmoniques.

A la résonance, le module de l'impédance est :

$$|Z_h| = \frac{U_n^2}{P_{ch}} = R_{ch} \quad (\text{II. 60})$$

Le facteur d'amplification de la résonance, F est définie par :

$$F = \frac{R_{ch}}{h_r X_{ccHTA}} = \sqrt{\frac{Q_c S_{ccHTA}}{P_{ch}^2}} \quad (\text{II. 61})$$

Cette expression montre que ce facteur est d'autant plus faible que la puissance de la charge non perturbatrice est élevée. Pour minimiser le facteur d'amplification, on note également qu'il est préférable de raccorder une faible puissance de condensateurs.

Deuxième cas : Prise en compte des impédances de la ligne HTB et du câble HTA.

L'impédance du réseau, vue du point A de la figure (II.18) est donné par :

$$Z_h = Z_{cab} + \left(\frac{j}{X_c} + \frac{1}{R_{ch}} + \frac{1}{jX_{ccHTB} + Z_{lig} + jX_t} \right)^{-1} \quad (\text{II. 62})$$

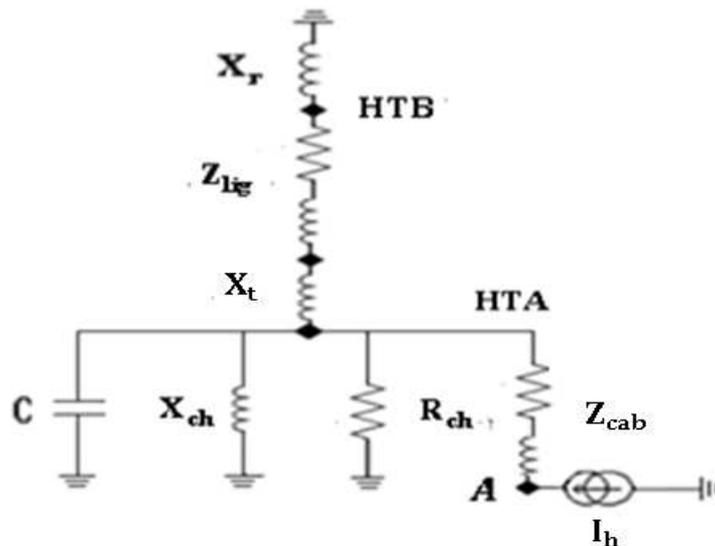


Figure (II.18) : Schéma détaillé d'un exemple du réseau électrique.

II.4.1.4. Approche par la méthode de la « courbe d'impédance la plus défavorable » [11]

C'est une approche simplifiée, définie, en effectuant plusieurs mesures (méthodes d'injections directes des courants (inter) harmoniques), sur les différents points du réseau électrique.

En basse tension, la courbe d'impédance la plus défavorable est déduite de la puissance de court-circuit (S_{cc}) et considérée comme variant directement avec le rang harmonique selon une relation linéaire, c'est-à-dire que l'on applique la formule :

$$Z_h = h Z_1 \quad (\text{II. 63})$$

h : Rang harmonique.

Z_1 : La somme des réactances inductives (ligne, câbles, transformateurs, charges,...).

Si ces calculs donnent des résultats légèrement en dehors de ces limites, il faudra utiliser une approche plus fine.

Par exemple : A 11kv, la courbe d'impédance la plus défavorable est représentée dans la figure (II.19) pour un poste urbain ne comprenant ni gros condensateur ni filtres. Cette courbe est déduite de la puissance de court-circuit P_{cc} . Elle augmente, à partir d'une valeur de 50 Hz, sur une droite de pente égale à deux fois le rang harmonique, jusqu'à 400 Hz. Puis, elle chute jusqu'à la droite liée directement à l'impédance fondamentale par le rang harmonique.

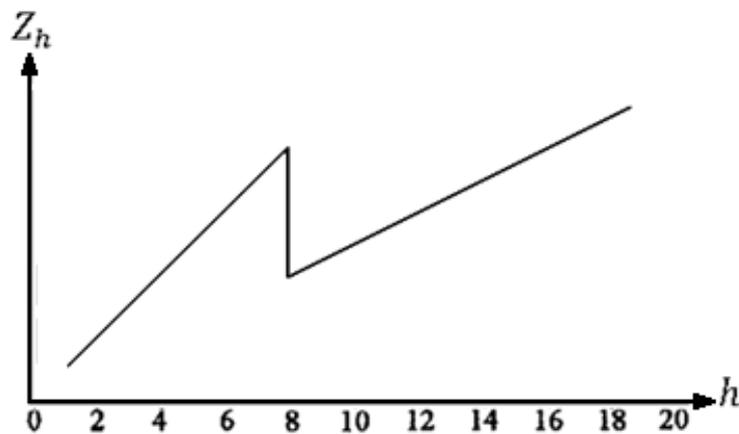


Figure (II.19) : Courbe d'impédance la plus défavorable à 11Kv pour un poste urbain.

$$\text{Pour : } \begin{cases} h \leq 8 \rightarrow Z_h = 2hX_1 \\ h > 8 \rightarrow Z_h = hX_1 \end{cases} \quad (\text{II.64})$$

Une telle courbe peut être utilisée lorsqu'on sait que le rang de résonance n'est pas supérieur à 8.

Cette méthode est caractérisée par un calcul rapide et efficace sans manipulation de matrices de dimensions importantes (pas de calculs matriciels intensifs).

Inconvénients

Bien que cette méthode présente des avantages, elle présente aussi des inconvénients :

- Elle ne peut pas être utilisée pour le dimensionnement des filtres,
- L'évaluation des courbes ne peut être faite qu'après mesure.

II.4.1.5. Méthode des variables d'état [12]

La théorie des variables d'état est l'une des méthodes utilisées pour l'étude des systèmes linéaires.

Les équations d'un système électrique peuvent s'arranger sous forme d'équations d'état suivantes :

$$\frac{dx}{dt} = Ax + bu \quad (\text{II. 65})$$

$$y = cx \quad (\text{II. 66})$$

A : Matrice d'état d'ordre ($n \times n$).

(b, c) : vecteur de dimension (n).

x : Vecteur d'état (n).

u : Source de courant harmonique.

y : Sortie du système.

L'évaluation de l'impédance harmonique au niveau de chaque nœud d'un réseau par variables d'état permet de déduire l'expression suivante :

$$Z_{h,n}(P) = \frac{1}{C_n r^2} \frac{\det(PI_n - A_n)}{\det(PI - A)} \quad (\text{II. 67})$$

C_n : Capacité du condensateur de compensation de l'énergie réactive au nœud (n).

A : Matrice carrée [$n \times n$].

A_n : Matrice carrée [$(n-1) \times (n-1)$], obtenue de A après élimination de la ligne et la colonne correspondantes à la compensation C_n .

r : Rapport de transformation.

I : Matrice identité [n, n].

I_n : Matrice carrée [$(n-1) \times (n-1)$], obtenue de I après élimination de la ligne et la colonne correspond au nœud (n).

Les courbes d'impédances harmoniques vues des différents sommets d'un réseau électrique donné, entre une marge de fréquences, sont obtenues à l'aide d'un programme informatique sous le logiciel de calcul et de simulation MATLAB.

II.4.2. Programme informatique en régime monophasé [9]

Lorsqu'on considère la répartition des courants harmoniques sur le réseau électrique, on ne tient généralement pas compte de l'asymétrie des réseaux. Dans cette hypothèse, on peut réaliser l'étude de la répartition harmonique à l'aide d'une représentation monophasée en utilisant la composante directe du réseau électrique.

Le calcul de la répartition des courants harmoniques et des tensions harmoniques du réseau électrique nécessite de définir les impédances décrivant le comportement de chaque élément du réseau à une fréquence harmonique donnée.

Plusieurs programmes informatiques sont mis au point pour ces calculs. Ils offrent différentes possibilités de calcul telles que :

- L'impédance harmonique vue à partir d'un sommet donné du réseau.
- Le facteur d'influence lié à la fréquence d'un sommet donné, sur un autre sommet (une tension d'une unité étant injectée au premier sommet, le facteur d'influence est donné par la tension résultante sur le second sommet).
- une prévision de la propagation des harmoniques de courant et de tension injectés par des charges non linéaires données.
- une prévision de l'influence des modifications du réseau sur des harmoniques existants.

II.4.3. Programme informatique en régime triphasé

Pour certaines études harmoniques, la représentation monophasée est insuffisante. Par exemple, pour les cas suivants :

- Batteries de condensateurs monophasés.
- Sources d'harmoniques monophasées ou non équilibrées.
- Filtre de conception pour grosses installations devant être raccordées sur des réseaux THT comme les stations de redressement.

La ligne de transport est l'élément du réseau qui présente le plus souvent, et de façon importante, une dissymétrie. Le déséquilibre des paramètres électriques, à la fréquence fondamentale, n'est pas élevé pour des lignes courtes.

A certaines fréquences harmoniques (fréquence de résonance de la ligne), la différence de l'amplitude des impédances entre phases peut provoquer, un déséquilibre de la tension et du courant, plus important.

Pour des lignes longues, la transposition réduit le déséquilibre, pour les fréquences fondamentales et adjacentes immédiates, mais, provoque des déséquilibres plus importants, près des fréquences de résonance de la ligne de transport. Cet effet ne peut pas être modélisé sur une représentation monophasée.

L'augmentation du déséquilibre des impédances mutuelles à des fréquences plus élevées provoque l'écoulement du courant dans le neutre d'un réseau mis à la terre en plusieurs points et par conséquent, celui des courants de terre.

Remarque

En général, la totalité du réseau ne peut pas être modélisée avec l'algorithme triphasé, car, le nombre de données et les exigences de calcul sont énormes. Il est donc souhaitable de ne modéliser que les parties du réseau électrique qui ont une grande influence sur l'impédance harmonique. La meilleure approche consiste à utiliser l'algorithme monophasé pour déterminer la partie du système à modéliser pour des études en régime triphasé.

II.5. Choix de la méthode convenable

En pratique, le choix de la méthode d'évaluation dépend de plusieurs facteurs, principalement, la nature du réseau électrique, la nature de la charge perturbatrice et les méthodes disponibles.

- **Réseau BT**

Sur les réseaux BT, une simple approche suffit, généralement. Mais, en cas de doute c'est également le cas où une mesure précise est la plus facile, car des générateurs de courants (inter) harmoniques sont disponibles.

- **Réseau MT**

Sur les réseaux MT, la méthode la plus simple est l'approche « de la courbe d'impédance la plus défavorable ». Elle peut être utilisée sur des réseaux publics ne comportant pas de gros condensateurs ou filtres.

Si une étude plus détaillée semble nécessaire, un programme informatique monophasé serait très utile car il offre la possibilité d'analyser les influences des variations de configuration du réseau.

- **Réseau HT**

De simples approches telles que la recommandation CEI ou les « courbes d'impédance la plus défavorable », ne conviennent pas aux réseaux HT.

Des programmes informatiques monophasés constituent l'approche la plus fréquente nécessitant la modélisation d'une partie du réseau selon le niveau de tension.

Conclusion

La détermination précise de l'impédance harmonique d'un réseau électrique est parfois indispensable, afin de détecter la présence de la pollution harmonique sur le système d'alimentation, mais on ne dispose d'aucune méthode de mesure ou de calcul qui soit à la fois, satisfaisante, simple et universelle.

En général, les méthodes de mesures et de calculs sont complémentaires. Les mesures sont utiles pour valider les calculs. Elles permettent de corriger le modèle du réseau, dans le cas de données inconnues. Les calculs demeurent nécessaires pour prévoir les effets des situations futures.

Chapitre II :

Impédance harmonique

Introduction

Les charges non linéaires sont généralement caractérisées par les courants harmoniques qu'elles produisent. Il est, donc, souvent préférable d'exprimer les limites d'émission en termes de courants harmoniques plutôt qu'en tensions. Pour permettre la transformation des courants harmoniques en tensions harmoniques, on doit connaître l'impédance harmonique du réseau électrique.

L'impédance harmonique est une quantité importante décrivant l'état du réseau électrique. Pour l'estimer, il est possible d'utiliser soit une méthode expérimentale, soit une méthode de calcul numérique de simulation, ou encore d'associer ces deux méthodes.

II.1. Définition de l'impédance harmonique Z_h [7]

On peut définir, en tout point d'un réseau électrique, 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 propagent entre les différentes lignes.

Les impédances harmoniques sont très variables dans le temps et d'un point à un autre du réseau électrique. Elles dépendent :

- De la puissance de court-circuit,
- De la longueur des lignes,
- De la présence de batteries de compensation d'énergie réactive,
- Du niveau de charge du réseau.

La connaissance de l'impédance harmonique Z_h est une donnée nécessaire pour évaluer l'impact d'une charge perturbatrice sur un réseau auquel elle est raccordée afin de déterminer si l'injection d'un certain niveau de courants harmoniques peut être autorisé ou tout simplement exiger un filtrage à un point, à cause du dépassement des niveaux de compatibilité.

De façon générale, l'impédance harmonique Z_h d'un système, s'exprime dans le plan complexe. Cette dernière, en fonction de la fréquence, forme une succession de résonances et d'antirésonances. Ces résonances sont principalement dues aux condensateurs de compensation et aux capacités de lignes.

II.2. Résonance

L'association d'éléments capacitifs et inductifs sur les réseaux électriques entraîne l'apparition de phénomènes de résonance. Ceux-ci se manifestent par des valeurs très élevées ou très faibles de l'impédance par rapport au réseau sans résonance.

Les surintensités et les surtensions causées par la résonance peuvent occasionner de graves dommages sur les installations (destruction de condensateurs par exemple).

On distingue deux types de résonances, selon que les éléments capacitifs et inductifs sont associés en série ou en parallèle. [8]

II.2.1. Résonance parallèle

La branche constituée par l'inductance L_p en parallèle avec le condensateur C_p forme un système résonant parallèle.

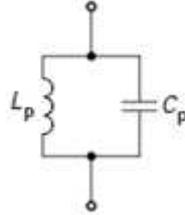


Figure (II.1) : Résonance parallèle.

L'expression simplifiée de l'impédance globale, obtenue à partir des éléments L_p et C_p en parallèle, s'exprime par la relation suivante :

$$Z_{h,P} = \frac{jL_p\omega}{1 - L_pC_p\omega^2} \quad (\text{II. 1})$$

On parle de la résonance lorsque le dénominateur $(1 - L_pC_p\omega^2)$ est nul; dans ce cas, l'impédance tend, alors, vers l'infini. La fréquence de la résonance est donnée par :

$$f_{r,P} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_pC_p}} \quad (\text{II. 2})$$

II.2.2. Résonance série

La branche constituée par l'inductance L_s en série avec le condensateur C_s forme un système résonant série.



Figure (II.2) : Résonance série.

L'expression simplifiée de l'impédance globale, obtenue à partir des éléments L_s et C_s en série, s'exprime par la relation suivante :

$$Z_{h,S} = \frac{1 - L_sC_s\omega^2}{jC_s\omega} \quad (\text{II. 3})$$

Il y a résonance lorsque le numérateur $(1 - L_s C_s \omega^2)$ est nul; l'impédance tend, alors, vers une valeur minimale.

La fréquence de la résonance est donnée par :

$$f_{r,s} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_s C_s}} \quad (\text{II. 4})$$

La fréquence de résonance peut être connue à l'avance de telle sorte qu'elle soit éloignée des rangs harmoniques caractéristiques (rangs 3, 5, 7, etc...).

II.3. Mesure de l'impédance harmonique d'un réseau

La mesure de l'impédance harmonique est assez difficile à mettre en œuvre. Elle nécessite la présence au sommet où l'on veut la mesurer, d'une source de courants harmoniques assez puissante, ou d'un niveau de tension harmonique préexistant relativement important. [9]

II.3.1. Méthodes de mesure de l'impédance harmonique

II.3.1.1. Mesure des impédances harmoniques en régime triphasé déséquilibré [9]

En pratique, le système d'alimentation triphasé n'est généralement pas équilibré du point de vue des impédances harmoniques, en particulier au niveau du réseau THT. De plus, dans la plupart des cas, les courants harmoniques injectés par les sources sont, aussi, loin d'être équilibrés.

Il est nécessaire d'étudier la composante directe de l'impédance d'un réseau en utilisant une injection de courant asymétrique.

Considérons les tensions et courants dans les phases en notation matricielle :

$$[U_{hp}] = \begin{cases} [U_{ha}] \\ [U_{hb}] \\ [U_{hc}] \end{cases} \quad (\text{II.5})$$

$$= \begin{bmatrix} [I_{hp}] \\ [I_{ha}] \\ [I_{hb}] \\ [I_{hc}] \end{bmatrix}$$

Si le réseau d'alimentation est supposé symétrique, la matrice d'impédance triphasée pour les grandeurs des phases est :

$$[Z_{hp}] = \begin{bmatrix} Z_{hs} & Z_{hm} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hs} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hm} & Z_{hs} \end{bmatrix} \quad (\text{II. 6})$$

Z_{hs} : Auto-inductance d'une phase au rang harmonique h.

Z_{hm} : Inductance mutuelle entre les phases au même rang harmonique.

La loi d'Ohm peut s'écrire sous la forme matricielle :

$$\begin{aligned} & [U_{hp}] \\ & = \\ & [Z_{hp}] \cdot [I_{hp}] \end{aligned} \quad (II.7)$$

La méthode classique, pour étudier l'effet des courants déséquilibrés, consiste à introduire les composantes symétriques : $a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2}$

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (II.8)$$

La matrice de Fortescue permet de passer du système réel au système symétrique.

$$\begin{aligned} & \begin{bmatrix} U_{h0} \\ U_{h1} \\ U_{h2} \end{bmatrix} \\ & = [A] \cdot \begin{bmatrix} U_{ha} \\ U_{hb} \\ U_{hc} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (II.9)$$

$$[Z_{hseq}] = [A] \cdot [Z_{hp}] \cdot [A]^{-1} \quad (II.10)$$

Ce qui donne :

$$\begin{cases} Z_{h0} = Z_{hs} + 2Z_{hm} \\ Z_{h1} = \\ Z_{hs} - \\ Z_{hm} \end{cases} \quad (II.11)$$

$$Z_{h2} = Z_{hs} - Z_{hm}$$

Avec :

Z_{h0} : Impédance homopolaire.

Z_{h1} : Impédance directe.

Z_{h2} : Impédance inverse.

L'évaluation de l'impédance harmonique se fait à partir de U_{ha} et I_{ha} :

$$Z_{hmes} = \frac{U_{ha}}{I_{ha}} \quad (II.12)$$

Cependant, la signification de Z_{hmes} peut changer selon la façon dont les courants harmoniques sont injectés dans le réseau électrique. Quatre cas sont pris en considération :

- **Premier cas :** Injection équilibrée en courant

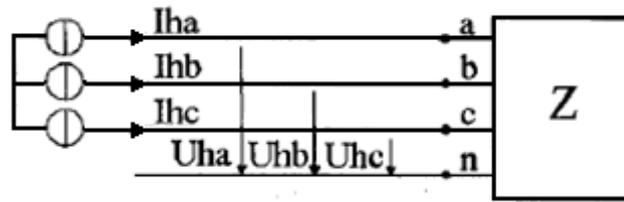


Figure (II.3) : Injection des courants harmoniques équilibrée.

Courants injectés :

$$\begin{cases} I_{ha} = I_h \\ I_{hb} = a^2 I_h \\ I_{hc} = a I_h \end{cases} \quad (II.13)$$

$$\begin{bmatrix} U_{hp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{hs} & Z_{hm} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hs} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hm} & Z_{hs} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_h \\ a^2 I_h \\ a I_h \end{bmatrix} \quad (II.14)$$

$$\begin{aligned} U_{ha} &= Z_{hs} \cdot I_h + Z_{hm} \cdot a^2 I_h \\ &+ Z_{hm} a I_h \end{aligned} \quad (II.15)$$

$$Z_{hmes} = \frac{Z_{hs} \cdot I_h + Z_{hm} \cdot a^2 I_h + Z_{hm} a I_h}{I_h} \quad (II.16)$$

$$Z_{hmes} = Z_{hs} - Z_{hm} \quad (\text{Car } a^2 + a + 1 = 0) \quad (II.17)$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow Z_{hmes} \\ = Z_{hd} \end{aligned} \quad (II.18)$$

L'impédance mesurée Z_{hmes} correspond à l'impédance directe et inverse. La mesure est donc correcte.

- **Deuxième cas :** Injection déséquilibrée biphasée

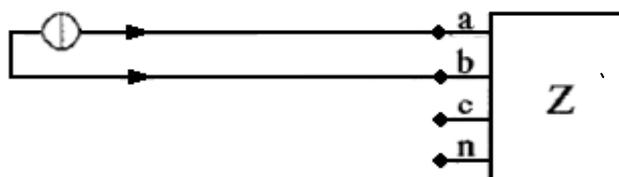


Figure (II.4) : Injection de courants harmoniques déséquilibrée biphasée.

Courants injectés :

$$\begin{cases} I_{ha} = I_h \\ I_{hb} = \\ -I_h \\ I_{hc} = 0 \end{cases} \quad (\text{II. 19})$$

$$\begin{aligned} [U_{hp}] \\ = \begin{bmatrix} Z_{hs} & Z_{hm} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hs} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hm} & Z_{hs} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_h \\ -I_h \\ 0 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (\text{II. 20})$$

$$\begin{aligned} U_{ha} \\ = Z_{hs} \cdot I_h \\ + Z_{hm} \cdot -I_h \end{aligned} \quad (\text{II. 21})$$

$$\begin{aligned} Z_{hmes} \\ = Z_{hs} \\ - Z_{hm} \end{aligned} \quad (\text{II. 22})$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow Z_{hmes} \\ = Z_{hd} \end{aligned} \quad (\text{II. 23})$$

L'évaluation de l'impédance directe est donc correcte.

- **Troisième cas** : Injection déséquilibrée triphasée

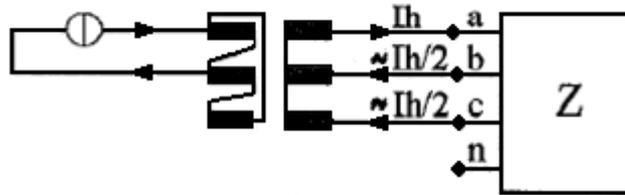


Figure (II.5) : Injection de courants harmoniques déséquilibrée triphasée.

Courants injectés :

$$\begin{cases} I_{ha} = I_h \\ I_{hb} = \\ \frac{I_h}{2} \\ I_{hc} = -\frac{I_h}{2} \end{cases} \quad (\text{II. 24})$$

$$\begin{aligned}
 & [U_{hp}] \\
 &= \begin{bmatrix} Z_{hs} & Z_{hm} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hs} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hm} & Z_{hs} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_h \\ -\frac{I_h}{2} \\ -\frac{I_h}{2} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{II. 25}$$

$$\begin{aligned}
 U_{ha} &= Z_{hs} \cdot I_h - Z_{hm} \cdot \frac{I_h}{2} \\
 &\quad - Z_{hm} \frac{I_h}{2}
 \end{aligned} \tag{II. 26}$$

$$\begin{aligned}
 Z_{hmes} &= Z_{hs} \\
 &\quad - Z_{hm}
 \end{aligned} \tag{II. 27}$$

$$\begin{aligned}
 \Rightarrow Z_{hmes} &= Z_{hd}
 \end{aligned} \tag{II. 28}$$

L'évaluation de l'impédance directe est donc correcte.

- **Quatrième cas : injection déséquilibrée monophasée**

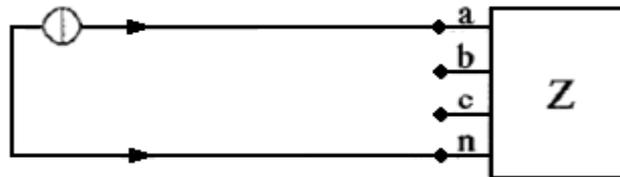


Figure (II.6) : Injection de courants harmoniques déséquilibrée monophasée.

Courants injectés :

$$\begin{cases} I_{ha} = I_h \\ I_{hb} = \\ \mathbf{0} \end{cases} \tag{II. 29}$$

$$I_{hc} = 0$$

$$\begin{aligned}
 & [U_{hp}] \\
 &= \begin{bmatrix} Z_{hs} & Z_{hm} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hs} & Z_{hm} \\ Z_{hm} & Z_{hm} & Z_{hs} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_h \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{II. 30}$$

$$U_{ha} = Z_{hs} \cdot I_h \quad (II.31)$$

$$Z_{hmes} = Z_{hs} \quad (II.32)$$

$$\Rightarrow Z_{hmes} \neq Z_{hd} \quad (II.33)$$

Dans ce cas, l'évaluation n'est pas correcte en raison de la présence de courants harmoniques homopolaires dans la mesure.

La source de courants harmoniques peut être déséquilibrée et même monophasée. La mesure sur la phase concernée donne une estimation correcte de l'impédance harmonique directe. À condition que les impédances directe et inverse soient égales et qu'il n'y ait pas de courant homopolaire.

II.3.1.2. Courants harmoniques provenant d'installations existantes

II.3.1.2.a. Charges non linéaires comme source unique de courants harmoniques [7]

On sait que les charges non linéaires injectent, dans le réseau électrique, des courants harmoniques. La loi d'Ohm peut être appliquée à ces courants et aux tensions correspondantes pour obtenir l'impédance harmonique Z_h .

Avec :

$$Z_h = \frac{U_h}{I_h} \quad (II.34)$$

Avantages :

- Injections de fortes amplitudes.
- Utilisation d'une source harmonique existante.

Inconvénients :

- La présence de fortes charges perturbatrices est nécessaire.
- Injection des courants harmoniques aux mêmes fréquences que les tensions harmoniques préexistantes.

II.3.1.2.b. Utilisation des sources harmoniques préexistantes [9]

Lorsqu'on utilise une charge non linéaire comme source de courants harmoniques, on peut éliminer l'erreur due aux harmoniques préexistants.

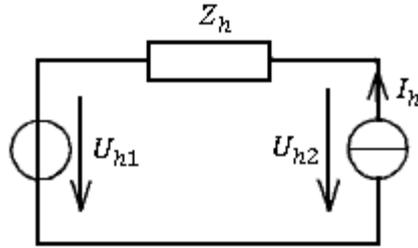


Figure (II.7) : Mesure d'impédance harmonique en tenant compte des tensions harmoniques préexistantes.

Avant de raccorder la charge non linéaire sur le réseau, la tension aux bornes de cette charge est égale à U_{h1} au rang harmonique h .

Lorsque la charge non linéaire est connectée, un courant harmonique I_h circule du réseau vers la charge et la tension harmonique aux bornes de la charge devient U_{h2} .

$$U_{h2} = U_{h1} - Z_h \cdot I_h \quad (\text{II. 35})$$

L'impédance harmonique du réseau s'exprime de la façon suivante:

$$Z_h = \frac{U_{h1} - U_{h2}}{I_h} \quad (\text{II. 36})$$

Les grandeurs (Z_h, U_{h1}, U_{h2}, I_h) sont complexes.

On peut même utiliser cette méthode, sans déconnecter la charge perturbatrice, en changeant son point de fonctionnement et, en enregistrant les variations de courant et de tension harmoniques, en utilisant la formule plus générale:

$$Z_h = \frac{\Delta U_h}{\Delta I_h} \quad (\text{II. 37})$$

Les inconvénients de cette méthode est que ΔU_h et ΔI_h sont des grandeurs complexes, le déphasage doit être évalué entre des signaux qui sont mesurés à des instants différents, ainsi, la présence d'une forte charge non linéaire est nécessaire.

II.3.1.3. Transitoire d'enclenchement ou variation naturelle

II.3.1.3.a. Enclenchement de batteries de condensateurs

L'enclenchement d'une batterie de condensateurs revient à provoquer un court circuit instantané, entraînant un courant qui donne un spectre très riche. L'enregistrement des signaux temporels de tension et de courant durant le régime transitoire permet, par l'application de la transformée rapide de Fourier(FFT), de calculer l'impédance harmonique du réseau, vue du point de raccordement de la batterie de condensateurs.

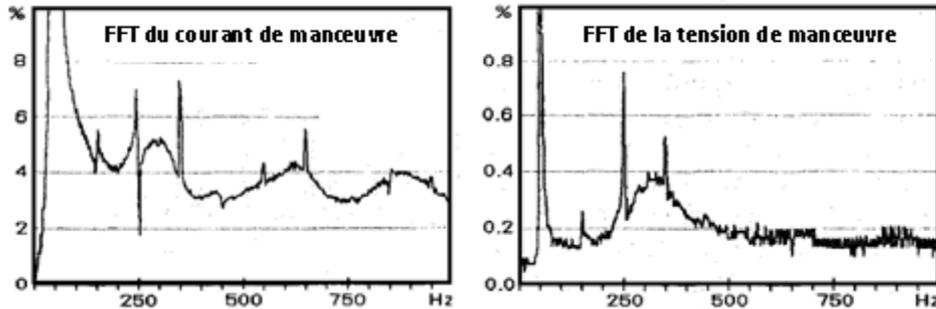


Figure (II.8) : Spectre du courant et de la tension résultant de la manœuvre d'une batterie de condensateurs sur un réseau MT.

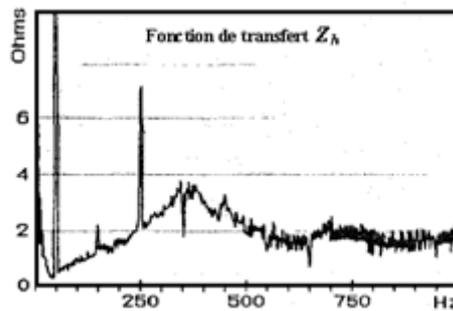


Figure (II.9) : Impédance harmonique du réseau vue du point de raccordement de la batterie de condensateurs.

Les résultats obtenus ne sont généralement pas valables aux fréquences fondamentales et harmoniques, (au moins dans le cas où les tensions harmoniques préexistantes sont importantes). Il est, toutefois, possible de prendre ces tensions en compte en utilisant la méthode des sources harmoniques préexistantes.

Avantage :

- Spectre riche en fréquences (inter)harmoniques.

Inconvénients :

- Signaux de très courte durée.
- La présence de bancs de condensateurs est nécessaire.

II.3.1.3.b. Enclenchement de transformateurs

Juste après l'enclenchement, un transformateur est placé dans un état de saturation qui dépend de l'instant de l'enclenchement. Les courants transitoires sont caractérisés, pendant

quelques secondes, par une forte composante apériodique, un contenu spectral très riche, et une forte amplitude, de l'ordre du courant nominal. Ces courants transitoires peuvent être utilisés pour des mesures d'impédance harmonique.

Avantages :

- Courant de manœuvre riche en harmoniques.
- Niveaux de courant très élevés par rapport aux harmoniques existants.

Inconvénient :

- Courants très déséquilibrés variant avec l'instant de manœuvre.

II.3.1.4. Injection directe des courants harmoniques

II.3.1.4.a. Utilisation spéciale de matériels comme des générateurs de courants (inter)harmoniques

- **Condensateur BT et transformateur MT/BT**

Un condensateur BT monophasé couplé à un transformateur MT/BT peut être utilisé comme source de courants (inter)harmoniques pour mesurer les impédances harmoniques sur des réseaux MT. Le principe de la mesure est le même que celui de l'enclenchement de batteries de condensateurs.

- **Transformateur saturé**

Une source d'harmoniques importante peut être un transformateur de puissance saturé par l'injection de courant continu dans sa connexion de neutre. Les courants harmoniques produits ne sont pas équilibrés en raison de la construction asymétrique du transformateur.

Avantage :

- Production de forts courants harmoniques pendant une longue durée

Inconvénients :

- De grosses installations sont nécessaires avec une source de courant continu puissante.
- Les harmoniques préexistants sont pris en considération.
- Les courants injectés sont fortement déséquilibrés.

II.3.1.4.b. Utilisation de générateurs de courants inter-harmoniques

Les générateurs de courants inter-harmoniques ont été spécialement conçus pour la mesure de l'impédance harmonique. Ils sont utilisés sur les réseaux BT, MT et rarement sur les réseaux HT.

Avantages :

- Des harmoniques préexistants sont pratiquement sans effets sur les mesures, aux fréquences inter-harmoniques, de sorte que des niveaux de signaux très faibles suffisent.
- Les fréquences harmoniques sont également obtenues par interpolation.

Inconvénients :

- Il est nécessaire de disposer de générateurs de signaux relativement puissants en particulier pour des niveaux de tension plus élevés.
- Les courants injectés ne sont pas toujours symétriques, selon le générateur utilisé.

II.4. Calcul de l'impédance harmonique

II.4.1. Calcul littéral [7]

Dans le cas où la structure du réseau électrique perturbé est simple, le calcul littéral des différentes grandeurs harmoniques est possible.

On peut déterminer, analytiquement, l'impédance harmonique en tous points du réseau électrique.

II.4.1.1. Modélisation des éléments du réseau électrique

- **Modélisation du réseau amont**

Lorsqu'on étudie le réseau d'un utilisateur donné, le réseau amont auquel il est relié est caractérisé par sa puissance de court-circuit au point de raccordement. En régime harmonique, celui-ci est modélisé par une réactance X en série avec une résistance R dont les valeurs sont déterminées de la façon suivante :

$$X = h \frac{U_n^2}{S_{cc}} (\Omega) \quad (\text{II. 38})$$

$$R = \sqrt{h} \cdot R_1 \quad (\text{II. 39})$$

La résistance R_1 correspondant au réseau amont.

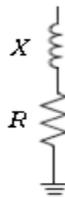


Figure (II.10) : Modèle d'un réseau amont.

S_{cc} : Puissance de court-circuit au point de raccordement considéré (MVA).

- U_n : Tension nominale en (KV).

Modélisation d'un transformateur

Un transformateur est modélisé, en régime harmonique, par une réactance X en parallèle avec une résistance R_p et en série avec une résistance R_s . Les expressions de ces éléments, ramenées au secondaire, sont :

$$X = \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_{n2}^2}{S_n} \cdot h(\Omega) \quad (\text{II. 40})$$

$$R_p = 20 \cdot \frac{U_{n2}^2}{S_n} (\Omega) \quad (\text{II. 41})$$

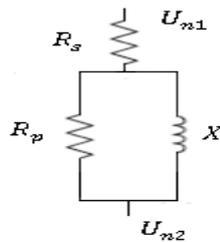
$$R_s = \frac{1}{100} \frac{U_{n2}^2}{S_n} (\Omega) \quad (\text{II. 42})$$

S_n : Puissance nominale du transformateur en (MVA).

U_{cc} : Tension de court-circuit en (%).

U_{n2} : Tension au secondaire en (KV).

X : Réactance de fuite du transformateur.



Figure(II.11) : Modèle d'un transformateur.

- **Modélisation d'une batterie de condensateur**

La batterie de condensateurs est modélisée par la réactance X_c :

$$X_c = -\frac{U_n^2}{hQ_c} (\Omega) \quad (\text{II. 43})$$

Q_c : Puissance réactive en (MVar).

U_n : Tension nominale en (KV).

- **Modélisation d'un récepteur non générateur d'harmoniques**

Le modèle consiste à mettre en parallèle une résistance et une inductance.

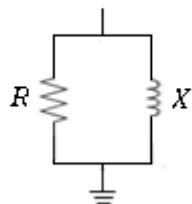


Figure (II.12) : Modèle d'un récepteur non générateur d'harmoniques.

Les valeurs de R et de X sont données par :

$$R = \frac{U_n^2}{P} \quad (\text{II. 44})$$

$$X = h \frac{R}{\tan \varphi} \quad (\text{II. 45})$$

Avec :

P : Puissance utile en (MW),

Tan φ : Tangente φ à la puissance nominale.

- **Modélisation d'un injecteur de courant harmonique**

Généralement, les appareils injectant des courants harmoniques sont modélisés par un générateur de Norton.

L'impédance interne sera généralement prise infinie en régime harmonique.

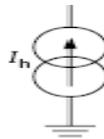


Figure (II.13) : Modèle d'un injecteur d'harmonique.

- **Modélisation d'un câble ou d'une ligne [10]**

Une ligne ou un câble, reliant deux nœuds est modélisé par un schéma en π (avec des éléments (R,L) en série et en parallèle avec C).une représentation plus exacte est obtenue par :

$$Z = R + jhL\omega \quad (\text{II. 46})$$

$$Y = jh\omega C \quad (\text{II. 47})$$

Et on trouve les valeurs corrigées de Z et Y par :

$$Z' = \frac{Z \sin h\sqrt{YZ}}{\sqrt{YZ}} \quad (\text{II. 48})$$

$$\frac{Y'}{2} = \sqrt{\frac{Y}{Z}} * \frac{(\cosh(\sqrt{YZ}) - 1)}{\sinh(\sqrt{YZ})} \quad (\text{II.49})$$

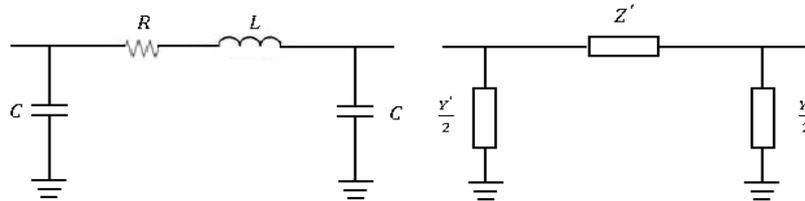


Figure (II.14) : Modèle de câble ou de ligne aérienne.

II.4.1.2. Modélisation des réseaux électriques en régime harmonique [7]

En général, on rencontre des problèmes de résonance sur des réseaux industriels comportant des condensateurs de compensation de l'énergie réactive. Ces réseaux peuvent être simplifiés en représentant, en aval du transformateur principal, une charge perturbatrice (modélisé par une injection harmonique) en parallèle avec une charge non perturbatrice (modélisée par une impédance inductive) et un condensateur.

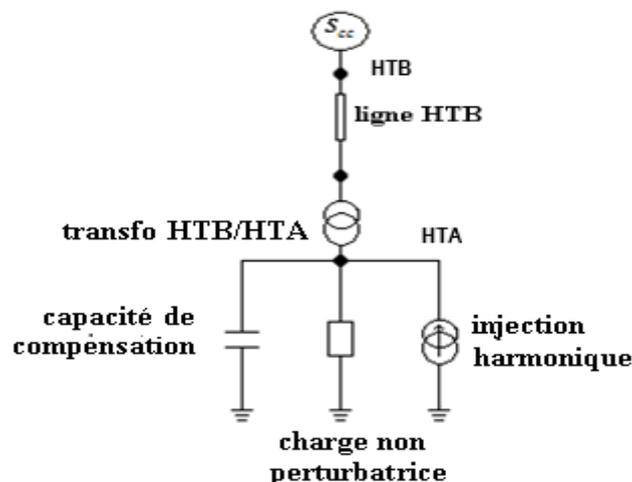


Figure (II.15) : Exemple d'un réseau électrique.

Les caractéristiques des différents éléments de ce réseau sont les suivantes :

- S_{cc} : Puissance de court-circuit du réseau amont HTB.
- R_{lig}, X_{lig} : Résistance et réactance linéiques pour la ligne HTB.
- L : Longueur de la ligne HTB.
- S_n : Puissance nominale du transformateur HTA/HTB.
- U_{cc} : Tension de court-circuit.
- P_{ch} : Puissance active de la charge non perturbatrice.
- Q_c : Puissance de compensation de la batterie de condensateurs.

- I_h : Courant harmonique injecté au rang h.

Les pertes Joule dans les enroulements du transformateur HTB /HTA sont négligées de sorte que celui-ci est modélisé seulement par son inductance de fuite. La charge est représentée par une réactance X_{ch} en parallèle avec une résistance R_{ch} , telles que :

$$\tan \varphi = \frac{R_{ch}}{X_{ch}} \quad (I.50)$$

Le réseau de la figure (II.15) peut être modélisé de la façon suivante :

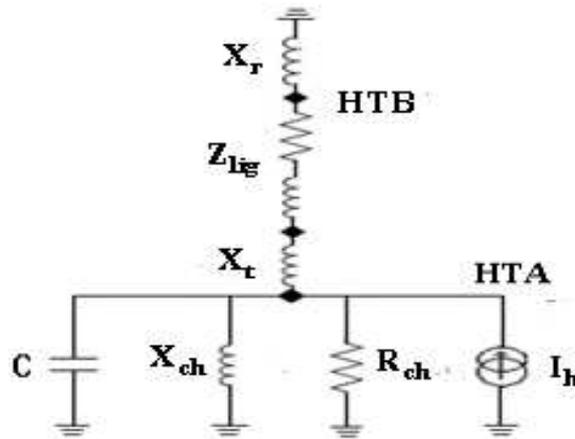


Figure (II.16) : Modélisation du réseau électrique de la figure (II.15).

II.4.1.3. Calcul simplifié de l'impédance harmonique (recommandation CEI)

Les impédances des différents éléments du schéma de la figure(II.16), à la fréquence fondamentale f_0 et aux fréquences harmoniques, sont données dans le tableau suivant :

Élément	Impédance à la fréquence fondamentale	Impédance harmonique
Réseau amont	$X_r = \frac{U_n^2}{S_{ccHTB}}$	$X_{r,h} = h \frac{U_n^2}{S_{ccHTB}}$
Ligne	$Z_{lig} = l(R_{lig} + jX_{lig})$	$Z_{lig,h} = l(R_{lig} + jhX_{lig})$
Transformateur	$X_t = U_{cc} \frac{U_n^2}{S_n}$	$X_{t,h} = hU_{cc} \frac{U_n^2}{S_n}$

Charge	$\frac{1}{Z_{ch}} = \frac{P_{ch}}{U_n^2} + \frac{Q_{ch}}{jU_n^2}$	$\frac{1}{Z_{ch,h}} = \frac{P_{ch}}{U_n^2} + \frac{Q_{ch}}{jhU_n^2}$
Condensateur	$Z_c = \frac{U_n^2}{jQ_c}$	$Z_{c,h} = \frac{U_n^2}{jhQ_c}$

Tableau (II.1) : Eléments de modélisation du réseau de la figure (II.16).

Premier cas : L'impédance de la ligne (Z_{lig}) et du câble sont négligeables.

La réactance équivalente du réseau HTB et du transformateur est donnée par :

$$\begin{aligned} X_{ccHTA} = X_r + X_t &= U_n^2 \left(\frac{1}{S_{ccHTB}} + \frac{u_{cc}}{S_n} \right) \\ &= \frac{U_n^2}{S_{ccHTA}} \end{aligned} \quad (II.51)$$

L'impédance harmonique du réseau, Z_h , vue du point de raccordement, résulte de la mise en parallèle des différentes branches du réseau. Elle est donnée par :

- **En l'absence de condensateurs :**

$$\begin{aligned} \frac{1}{Z_h} &= \frac{1}{jX_{ccHTA,h}} + \frac{1}{Z_{ch,h}} \\ &= \frac{1}{jhU_n^2} (S_{ccHTA} + jhP_{ch} + Q_{ch}) \end{aligned} \quad (II.52)$$

En règle générale, la puissance de court-circuit du réseau est très importante, Q_{ch} est donc négligeable devant S_{ccHTA} . On a alors :

$$Z_h = \frac{jhU_n^2}{S_{ccHTA} + jhP_{ch}} \quad (II.53)$$

Le module et l'argument de l'impédance harmonique sont donc donnés par :

$$\begin{aligned} |Z_h| &= \left\{ \frac{hU_n^2}{\sqrt{(S_{ccHTA})^2 + h^2P_{ch}^2}} \right. \\ (II.54) \quad \text{Arg}(Z_h) &= \frac{\pi}{2} \\ &\quad \left. - \arctan\left(\frac{hP_{ch}}{S_{ccHTA}}\right) \right. \end{aligned}$$

- **En présence de condensateurs :**

$$\begin{aligned}\frac{1}{Z_h} &= \frac{1}{jX_{ccHTA,h}} + \frac{1}{Z_{ch,h}} + \frac{1}{Z_{c,h}} \\ &= \frac{1}{jhU_n^2} (S_{ccHTA} + jhP_{ch} + Q_{ch} - h^2Q_c)\end{aligned}\quad (\text{II. 55})$$

Puisque, Q_{ch} est négligeable devant S_{ccHTA} . Alors :

$$Z_h = \frac{jhU_n^2}{S_{ccHTA} - h^2Q_c + jhP_{ch}} \quad (\text{II. 56})$$

Le module et l'argument de l'impédance harmonique sont donnés par :

$$|Z_h| = \frac{hU_n^2}{\sqrt{(S_{ccHTA} - h^2Q_c)^2 + h^2P_{ch}^2}} \quad (\text{II.57})$$

$$\begin{aligned}Arg(Z_h) &= \frac{\pi}{2} \\ &- \arctan\left(\frac{hP_{ch}}{S_{ccHTA} - h^2Q_c}\right)\end{aligned}$$

On obtient une résonance pour le rang h_r tel que le module de Z_h soit maximal :

$$\begin{aligned}S_{ccHTA} - h^2Q_c &= 0 \Rightarrow h_r \\ &= \sqrt{\frac{S_{ccHTA}}{Q_c}}\end{aligned}\quad (\text{II. 58})$$

Ce qui correspond à la fréquence de résonance f_r :

$$f_r = f_0 \sqrt{\frac{S_{ccHTA}}{Q_c}} \quad (\text{II. 59})$$

La figure (II.17) montre l'allure de la courbe représentant le module de l'impédance harmonique du réseau, en présence ou en l'absence de condensateurs. Le rapport de ces deux grandeurs (à la fréquence de résonance) définit le facteur d'amplification F .

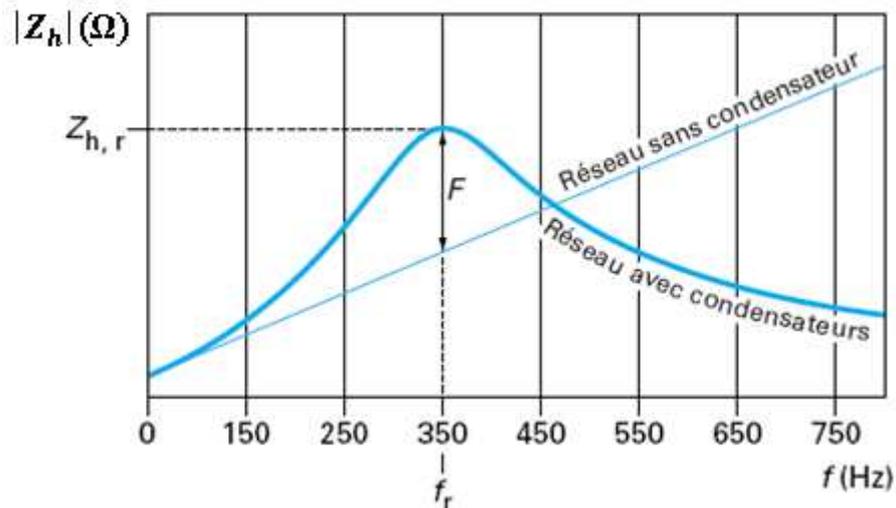


Figure (II.17) : Module de l'impédance harmonique du réseau vue du jeu de barre HTA.

Interprétation de la figure (II.17)

Lorsque le réseau n'est pas compensé, l'impédance harmonique vue d'un sommet du réseau est linéaire en fonction de la fréquence : Il y a essentiellement des éléments de nature inductive ou résistive (lignes, transformateurs, charges).

L'installation de condensateurs provoque une modification profonde de la courbe d'impédance. Dans une moindre mesure, les câbles et les longues lignes aériennes présentent également une impédance capacitive. Il peut en résulter des phénomènes d'amplification que l'on qualifie de résonance. Cela influe de manière importante sur la propagation des harmoniques.

A la résonance, le module de l'impédance est :

$$\begin{aligned}
 |Z_h| &= \frac{U_n^2}{P_{ch}} \\
 &= R_{ch}
 \end{aligned}
 \tag{II. 60}$$

Le facteur d'amplification de la résonance, F est définie par :

$$\begin{aligned}
 F &= \frac{R_{ch}}{h_r X_{ccHTA}} \\
 &= \sqrt{\frac{Q_c S_{ccHTA}}{P_{ch}^2}}
 \end{aligned}
 \tag{II. 61}$$

Cette expression montre que ce facteur est d'autant plus faible que la puissance de la charge non perturbatrice est élevée. Pour minimiser le facteur d'amplification, on note également qu'il est préférable de raccorder une faible puissance de condensateurs.

Deuxième cas : Prise en compte des impédances de la ligne HTB et du câble HTA.

L'impédance du réseau, vue du point A de la figure (II.18) est donné par :

$$Z_h = Z_{càb} + \left(\frac{j}{X_c} + \frac{1}{R_{ch}} + \frac{1}{jX_{ccHTB} + Z_{lig} + jX_t} \right)^{-1} \quad (\text{II.62})$$

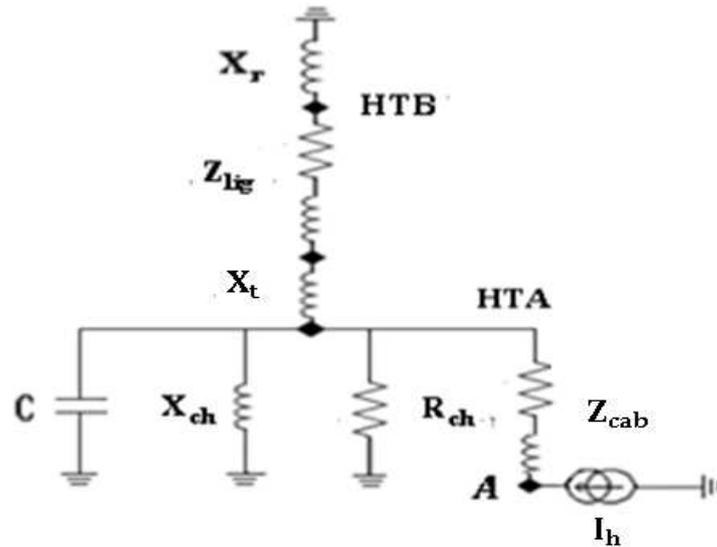


Figure (II.18) : Schéma détaillé d'un exemple du réseau électrique.

II.4.1.4. Approche par la méthode de la « courbe d'impédance la plus défavorable » [11]

C'est une approche simplifiée, définie, en effectuant plusieurs mesures (méthodes d'injections directes des courants (inter) harmoniques), sur les différents points du réseau électrique.

En basse tension, la courbe d'impédance la plus défavorable est déduite de la puissance de court-circuit (S_{cc}) et considérée comme variant directement avec le rang harmonique selon une relation linéaire, c'est-à-dire que l'on applique la formule :

$$Z_h = h Z_1 \quad (\text{II.63})$$

h : Rang harmonique.

Z_1 : La somme des réactances inductives (ligne, câbles, transformateurs, charges,...).

Si ces calculs donnent des résultats légèrement en dehors de ces limites, il faudra utiliser une approche plus fine.

Par exemple : A 11kv, la courbe d'impédance la plus défavorable est représentée dans la figure (II.19) pour un poste urbain ne comprenant ni gros condensateur ni filtres. Cette courbe est déduite de la puissance de court-circuit P_{cc} . Elle augmente, à partir d'une valeur de 50

Hz, sur une droite de pente égale à deux fois le rang harmonique, jusqu'à 400 Hz. Puis, elle chute jusqu'à la droite liée directement à l'impédance fondamentale par le rang harmonique.

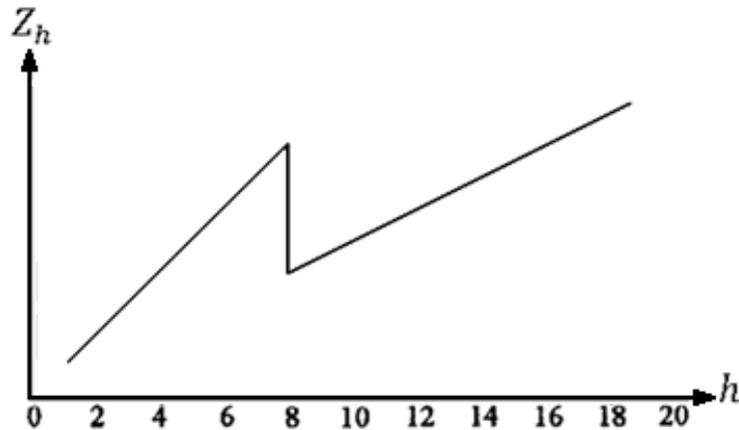


Figure (II.19) : Courbe d'impédance la plus défavorable à 11Kv pour un poste urbain.

$$\text{Pour : (II.64) } \begin{cases} h \leq 8 \rightarrow Z_h = 2hX_1 \\ h > 8 \rightarrow Z_h = hX_1 \end{cases}$$

Une telle courbe peut être utilisée lorsqu'on sait que le rang de résonance n'est pas supérieur à 8.

Cette méthode est caractérisée par un calcul rapide et efficace sans manipulation de matrices de dimensions importantes (pas de calculs matriciels intensifs).

Inconvénients

Bien que cette méthode présente des avantages, elle présente aussi des inconvénients :

- Elle ne peut pas être utilisée pour le dimensionnement des filtres,
- L'évaluation des courbes ne peut être faite qu'après mesure.

II.4.1.5. Méthode des variables d'état [12]

La théorie des variables d'état est l'une des méthodes utilisées pour l'étude des systèmes linéaires.

Les équations d'un système électrique peuvent s'arranger sous forme d'équations d'état suivantes :

$$\frac{dx}{dt} = Ax + bu \tag{II.65}$$

$$y = cx$$

(II. 66)

A : Matrice d'état d'ordre ($n \times n$).

(b, c) : vecteur de dimension (n).

x : Vecteur d'état (n).

u : Source de courant harmonique.

y : Sortie du système.

L'évaluation de l'impédance harmonique au niveau de chaque nœud d'un réseau par variables d'état permet de déduire l'expression suivante :

$$Z_{h,n}(P) = \frac{1}{C_n r^2} \frac{\det(P I_n - A_n)}{\det(P I - A)} \quad (\text{II. 67})$$

C_n : Capacité du condensateur de compensation de l'énergie réactive au nœud (n).

A : Matrice carrée [$n \times n$].

A_n : Matrice carrée [$(n-1) \times (n-1)$], obtenue de A après élimination de la ligne et la colonne correspondantes à la compensation C_n .

r : Rapport de transformation.

I : Matrice identité [n, n].

I_n : Matrice carrée [$(n-1) \times (n-1)$], obtenue de I après élimination de la ligne et la colonne correspond au nœud (n).

Les courbes d'impédances harmoniques vues des différents sommets d'un réseau électrique donné, entre une marge de fréquences, sont obtenues à l'aide d'un programme informatique sous le logiciel de calcul et de simulation MATLAB.

II.4.2. Programme informatique en régime monophasé [9]

Lorsqu'on considère la répartition des courants harmoniques sur le réseau électrique, on ne tient généralement pas compte de l'asymétrie des réseaux. Dans cette hypothèse, on peut réaliser l'étude de la répartition harmonique à l'aide d'une représentation monophasée en utilisant la composante directe du réseau électrique.

Le calcul de la répartition des courants harmoniques et des tensions harmoniques du réseau électrique nécessite de définir les impédances décrivant le comportement de chaque élément du réseau à une fréquence harmonique donnée.

Plusieurs programmes informatiques sont mis au point pour ces calculs. Ils offrent différentes possibilités de calcul telles que :

- L'impédance harmonique vue à partir d'un sommet donné du réseau.
- Le facteur d'influence lié à la fréquence d'un sommet donné, sur un autre sommet (une tension d'une unité étant injectée au premier sommet, le facteur d'influence est donné par la tension résultante sur le second sommet).
- une prévision de la propagation des harmoniques de courant et de tension injectés par des charges non linéaires données.
- une prévision de l'influence des modifications du réseau sur des harmoniques existants.

II.4.3. Programme informatique en régime triphasé

Pour certaines études harmoniques, la représentation monophasée est insuffisante. Par exemple, pour les cas suivants :

- Batteries de condensateurs monophasés.
- Sources d'harmoniques monophasées ou non équilibrées.
- Filtre de conception pour grosses installations devant être raccordées sur des réseaux THT comme les stations de redressement.

La ligne de transport est l'élément du réseau qui présente le plus souvent, et de façon importante, une dissymétrie. Le déséquilibre des paramètres électriques, à la fréquence fondamentale, n'est pas élevé pour des lignes courtes.

A certaines fréquences harmoniques (fréquence de résonance de la ligne), la différence de l'amplitude des impédances entre phases peut provoquer, un déséquilibre de la tension et du courant, plus important.

Pour des lignes longues, la transposition réduit le déséquilibre, pour les fréquences fondamentales et adjacentes immédiates, mais, provoque des déséquilibres plus importants, près des fréquences de résonance de la ligne de transport. Cet effet ne peut pas être modélisé sur une représentation monophasée.

L'augmentation du déséquilibre des impédances mutuelles à des fréquences plus élevées provoque l'écoulement du courant dans le neutre d'un réseau mis à la terre en plusieurs points et par conséquent, celui des courants de terre.

Remarque

En général, la totalité du réseau ne peut pas être modélisée avec l'algorithme triphasé, car, le nombre de données et les exigences de calcul sont énormes. Il est donc souhaitable de ne modéliser que les parties du réseau électrique qui ont une grande influence sur l'impédance harmonique. La meilleure approche consiste à utiliser l'algorithme monophasé pour déterminer la partie du système à modéliser pour des études en régime triphasé.

II.5. Choix de la méthode convenable

En pratique, le choix de la méthode d'évaluation dépend de plusieurs facteurs, principalement, la nature du réseau électrique, la nature de la charge perturbatrice et les méthodes disponibles.

- **Réseau BT**

Sur les réseaux BT, une simple approche suffit, généralement. Mais, en cas de doute c'est également le cas où une mesure précise est la plus facile, car des générateurs de courants (inter) harmoniques sont disponibles.

- **Réseau MT**

Sur les réseaux MT, la méthode la plus simple est l'approche « de la courbe d'impédance la plus défavorable ». Elle peut être utilisée sur des réseaux publics ne comportant pas de gros condensateurs ou filtres.

Si une étude plus détaillée semble nécessaire, un programme informatique monophasé serait très utile car il offre la possibilité d'analyser les influences des variations de configuration du réseau.

- **Réseau HT**

De simples approches telles que la recommandation CEI ou les « courbes d'impédance la plus défavorable », ne conviennent pas aux réseaux HT.

Des programmes informatiques monophasés constituent l'approche la plus fréquente nécessitant la modélisation d'une partie du réseau selon le niveau de tension.

Conclusion

La détermination précise de l'impédance harmonique d'un réseau électrique est parfois indispensable, afin de détecter la présence de la pollution harmonique sur le système d'alimentation, mais on ne dispose d'aucune méthode de mesure ou de calcul qui soit à la fois, satisfaisante, simple et universelle.

En général, les méthodes de mesures et de calculs sont complémentaires. Les mesures sont utiles pour valider les calculs. Elles permettent de corriger le modèle du réseau, dans le cas de données inconnues. Les calculs demeurent nécessaires pour prévoir les effets des situations futures.

Chapitre III :

Application

Introduction

Après l'étude théorique sur les harmoniques, leurs effets sur le réseau électrique et les méthodes utilisées pour les éliminer, on s'intéresse à la détermination de l'impédance harmonique d'un circuit électrique.

Le calcul manuel des différentes grandeurs harmoniques est limité à l'étude des réseaux électriques simples comportant moins d'éléments (lignes, transformateurs, charges, etc...). Pour un réseau électrique complexe, le recours à des logiciels de simulation et programmation devient nécessaire. Ces logiciels permettent de calculer, en tout point du réseau électrique étudié, les courants, les tensions et les impédances harmoniques.

Dans ce chapitre on s'intéressera à l'étude d'un réseau électrique de distribution à 13 jeux de barres sous MATLAB/Simulink dans le but de déterminer l'impédance harmonique pour deux points de couplage commun (P_{cc}) du réseau considéré.

III.1. Description du réseau étudié [16]

Ce réseau test, de moyenne tension, est constitué de 13 jeux de barres. Il représente un réseau électrique industriel de distribution. Le système est extrait d'un système commun qui est utilisé dans de nombreux calculs et des exemples de la série IEEE Color BOOK series.

L'installation est alimentée par une tension de service de 69KV et le réseau de distribution local fonctionne à 13.8KV. Le système est représenté par la figure (III.1). Les caractéristiques de ce dernier sont données dans les tableaux (III.1), (III.2), (III.3) et (III.4).

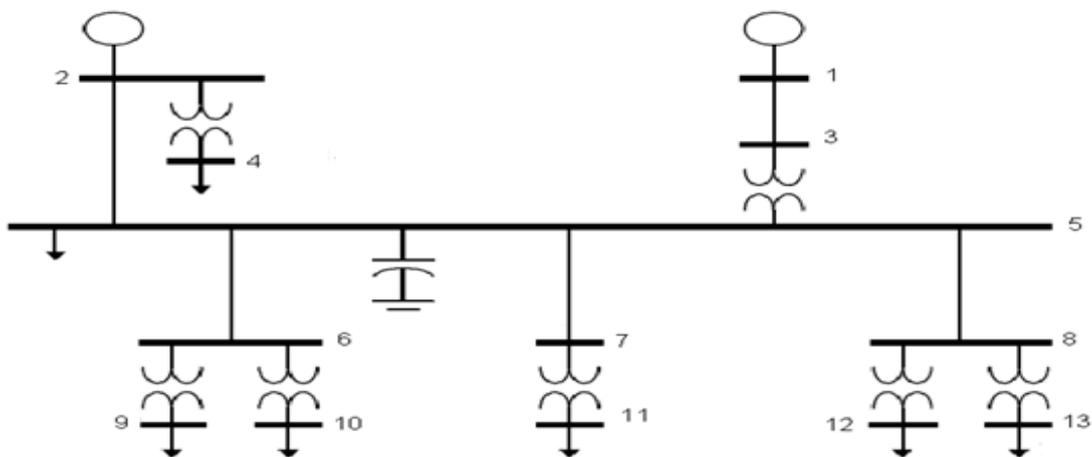


Figure (III.1) : Réseau industriel équilibré à 13 jeux de barres.

III.2. Caractéristiques du réseau

Valeurs de base : ($U_b=13,8$ KV, $S_b=10\ 000$ KVa).

	$R(pu)$	$X(pu)$
<i>ligne1 – 3</i>	0,00139	0,00296
<i>câble2 – 5</i>	0,00122	0,00243
<i>câble5 – 6</i>	0,00075	0,00063
<i>câble5 – 7</i>	0,00157	0,00131
<i>câble5 – 8</i>	0,00109	0,00091

Tableau (III .1) : Impédances de la ligne et des câbles en unités réduites.

<i>Transformateur</i>	$S_n(KVA)$	$U_{n1}(KV)$	$U_{n2}(KV)$	$R(pu)$	$X(pu)$
3-5	15000	69	13,8	0,004698	0,079862
2-4	1500	13,8	0,48	0,009593	0,056694
6-9	1250	13,8	0,48	0,007398	0,044388
6-10	1725	13,8	4,16	0,007442	0,059537
7-11	1500	13,8	0,48	0,008743	0,056831
8-12	1500	13,8	0,48	0,008363	0,05436
8-13	3750	13,8	2,4	0,004568	0,05481

Tableau (III .2) : Données des transformateurs.

$N_{\text{œud}}$	$V_{max}(pu)$	$\delta(\text{deg})$	$P_{Gen}(KW)$	$Q_{Gen}(KVar)$	$P_{ch}(KW)$	$Q_{ch}(KVar)$
1	1,000	0,00	7450	540	–	–
2	0,995	–2,39	2000	1910	–	–
3	0,999	–0,13	–	–	–	–
4	0,995	–3,53	–	–	600	530
5	0,994	–2,4	–	–	2240	2000
6	0,994	–2,4	–	–	–	–
7	0,994	–2,4	–	–	–	–
8	0,994	–2,4	–	–	–	–
9	0,980	–4,72	–	–	1150	290
10	0,996	–4,85	–	–	1310	1130
11	0,981	–4,16	–	–	810	800
12	0,979	–3,08	–	–	370	330
13	1,001	–4,69	–	–	2800	2500

**Tableau (III.3) : Tensions des sources, des charges et des jeux de barres
(Résultats de l'étude de l'écoulement de puissance).**

<i>Rang harmonique h</i>	<i>pourcentage</i>	<i>Angle correspondant</i>
1	100,00	0,00
5	18,24	-55,68
7	11,90	-84,11
11	5,73	-143,56
13	4,01	-175,58
17	1,93	111,39
19	1,39	68,30
23	0,94	-24,61
25	0,86	-67,64
29	0,71	-145,46
31	0,62	176,83
35	0,44	97,40
37	0,38	54,36

Tableau (III.4) : Caractéristiques de la source harmonique.

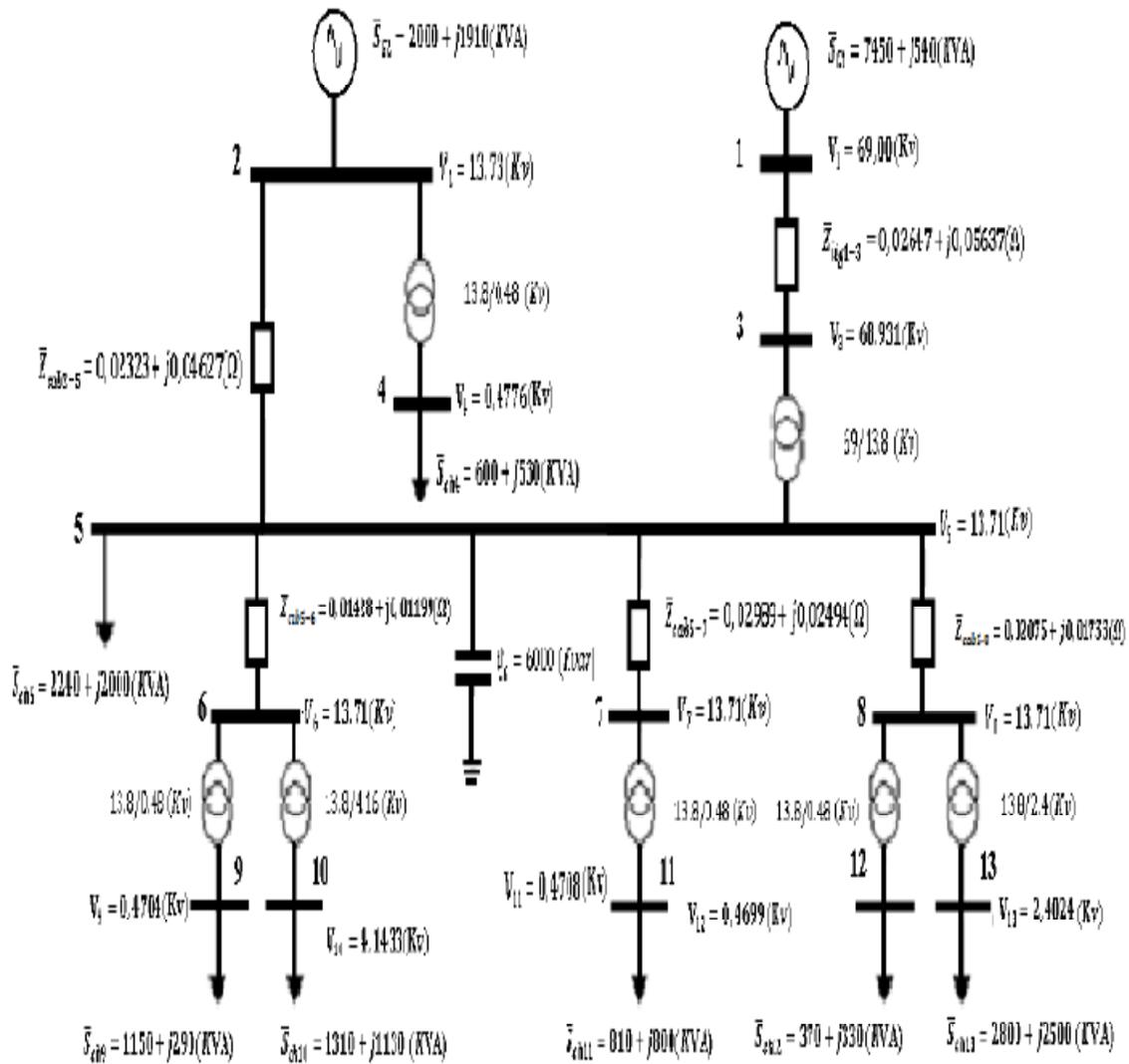


Figure (III.2) : Schéma équivalent du réseau étudié.

III.3. Calcul des paramètres du réseau électrique étudié en unités réduites (*Per Unit*)

Système de base choisi :

$S_b=10\ 000\ KVa$, $U_{b1}=69\ KV$, $U_{b2}=13,8\ KV$, $U_{b3}=0,48\ KV$, $U_{b4}=4,16\ KV$, $U_{b5}=2,4\ KV$.

III.3.1. Paramètres du générateur et de la source

Equations utilisées

$$X(\Omega) = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad (\text{III. 1})$$

$$X(pu) = \frac{X(\Omega)}{Z_b(\Omega)} \quad (\text{III. 2})$$

$$Z_b(\Omega) = \frac{U_n^2}{S_b} \quad (\text{III. 3})$$

III.3.1.1. Source

Données : $U_n = 69\ KV$, $S_{cc} = 1000\ MVA$.

$$X_s = \frac{(69 * 10^3)^2}{10^3 * 10^6} = 4,761\ (\Omega)$$

$$Z_b = \frac{(69 * 10^3)^2}{10 * 10^6} = 476,1(\Omega)$$

$$X_s = \frac{4,761}{476,1} = 0,01(pu)$$

III.3.1.2. Générateur

Données : $U_n = 13,8\ KV$, $S_{cc} = 1000\ MVA$.

$$X_G = \frac{(13,8 * 10^3)^2}{10^3 * 10^6} = 0,19044\ (\Omega)$$

$$Z_b = \frac{(13,8 * 10^3)^2}{10 * 10^6} = 19,044(\Omega)$$

$$X_G = \frac{4,761}{476,1} = 0,01(pu)$$

III.3.2. Paramètres des transformateurs

$$R_{transf\ nouv}(pu) = R_{transf\ anc}(pu) * \left(\frac{U_{b\ anc}}{U_{b\ nouv}}\right)^2 * \left(\frac{S_{b\ nouv}}{S_{b\ anc}}\right) \quad (\text{III. 4})$$

$$X_{transf\ nouv}(pu) = X_{transf\ anc}(pu) * \left(\frac{U_{b\ anc}}{U_{b\ nouv}}\right)^2 * \left(\frac{S_{b\ nouv}}{S_{b\ anc}}\right) \quad (III. 5)$$

$$Z_b(\Omega) = \frac{U_b^2}{S_b} \quad (III. 3)$$

$$L_b(H) = \frac{Z_b}{2\pi f} \quad (III. 6)$$

$$X_{transf}(\Omega) = X_{transf\ nouv}(pu) * Z_b(\Omega) \quad (III. 7)$$

$$L_{transf}(H) = \frac{X_{transf\ nouv}(\Omega)}{2\pi f} \quad (III. 8)$$

$$L_{transf}(pu) = \frac{L_{transf}(H)}{L_b(H)} \quad (III. 9)$$

III.3.2.1. Coté primaire

Exemple de calcul (pour le transformateur 3-5)

Données : $R_{transf\ anc} = 0,004698\ pu$, $U_{b\ anc} = 69\ KV$, $S_{b\ anc} = 15.10^6\ KVA$,

$$R_{transf\ anc} = 0,079862\ pu .$$

$$R_{transf\ nouv} = 0,004698 * (1)^2 * \left(\frac{10 * 10^6}{15 * 10^6}\right) = 0,00313(pu)$$

$$X_{transf\ nouv} = 0,079862 * (1)^2 * \left(\frac{10 * 10^6}{15 * 10^6}\right) = 0,05324(pu)$$

$$Z_b = \frac{(69)^2}{10} = 476,1(\Omega)$$

$$L_b = \frac{476,1}{2\pi * 50} = 1,26353(H)$$

$$X_{transf} = 0,05324 * 476,1 = 25,34756(\Omega)$$

$$L_{transf} = \frac{25,34756}{2\pi * 50} = 0,06727(H)$$

$$L_{transf} = \frac{0,06727}{1,26353} = 0,05324(pu)$$

Les résultats obtenus sont donnés dans le tableau ci dessous :

	$R_{transf\ nouv}$ (pu)	$X_{transf\ nouv}$ (pu)	Z_b (Ω)	L_b (H)	X_{transf} (Ω)	L_{transf} (H)	L_{transf} (pu)
3 – 5	0,00313	0,05324	476,1	1,26353	25,34756	0,06727	0,05324
2 – 4	0,06395	0,37793	19,044	0,05054	7,19736	0,01910	0,37793
6 – 9	0,05918	0,35504	19,044	0,05054	6,76138	0,01794	0,35504
6 – 10	0,04314	0,34510	19,044	0,05054	6,57211	0,01744	0,34510
7 – 11	0,05828	0,37886	19,044	0,05054	7,21513	0,01914	0,37886
8 – 12	0,05575	0,3624	19,044	0,05054	6,90154	0,01831	0,3624
8 – 13	0,01218	0,14616	19,044	0,05054	2,78347	0,00738	0,14616

Tableau (III.5) : Paramètres des transformateurs coté primaire calculés en unités réduites.

III.3.2.2. Coté secondaire

Exemple de calcul (pour le transformateur 3-5)

Données : $R_{transf\ anc} = 0,004698\ pu$, $U_{b\ anc} = 13,8\ KV$, $S_{b\ anc} = 15.10^6\ KVA$,

$$R_{transf\ anc} = 0,079862\ pu.$$

$$R_{transf\ nouv} = 0,004698 * (1)^2 * \left(\frac{10 * 10^6}{15 * 10^6}\right) = 0,00313(pu)$$

$$X_{transf\ nouv} = 0,079862 * (1)^2 * \left(\frac{10 * 10^6}{15 * 10^6}\right) = 0,05324(pu)$$

$$Z_b = \frac{(13,8)^2}{10} = 19,044(\Omega)$$

$$L_b = \frac{19,044}{2\pi * 50} = 0,0505(H)$$

$$X_{transf} = 0,05324 * 19,044 = 1,013903(\Omega)$$

$$L_{transf} = \frac{1,013903}{2\pi * 60} = 0,002691(H)$$

$$L_{transf} = \frac{0,002691}{0,0505} = 0,05324(pu)$$

Les résultats obtenus sont donnés dans le tableau ci dessous :

<i>transf</i>	$R_{transf\ nouv}$ (pu)	$X_{transf\ nouv}$ (pu)	Z_b (Ω)	L_b (H)	$X_{transf\ nouv}$ (Ω)	L_{transf} (H)	L_{transf} (pu)
3 – 5	0,00313	0,05324	19,044	0,0505	1,013903	0,002691	0,05324
2 – 4	0,06395	0,37793	0,023	6E-05	0,008708	2,31E-05	0,377933
6 – 9	0,05918	0,35504	0,023	6E-05	0,00818	2,17E-05	0,35504
6 – 10	0,04314	0,34510	1,7306	0,0046	0,597219	0,001585	0,345101
7 – 11	0,05828	0,37886	0,023	6E-05	0,008729	2,32E-05	0,378866
8 – 12	0,05575	0,3624	0,023	6E-05	0,00835	2,22E-05	0,3624
8 – 13	0,01218	0,14616	0,576	0,0015	0,084188	0,000223	0,14616

Tableau (III.6) : Paramètres des transformateurs coté secondaire calculés en unités réduites.

III.3.3. Paramètre des charges

Equations utilisées

$$R_{ch}(\Omega) = \frac{U_n^2}{P_{ch}(1 + \tan^2 \varphi_{ch})} \quad (\text{III. 10})$$

$$\tan \varphi_{ch} = \frac{Q_{ch}}{P_{ch}} = \frac{X_{ch}}{R_{ch}} \quad (\text{III. 11})$$

$$X_{ch}(\Omega) = R_{ch} * \tan \varphi_{ch} \quad (\text{III. 12})$$

$$Z_b(\Omega) = \frac{U_b^2}{S_b} \quad (\text{III. 3})$$

$$R_{ch}(pu) = \frac{R_{ch}(\Omega)}{Z_b(\Omega)} \quad (\text{III. 13})$$

$$X_{ch}(pu) = \frac{X_{ch}(\Omega)}{Z_b(\Omega)} \quad (\text{III. 14})$$

Exemple de calcul (charge connectée au nœud 4)

Données : $U_n = 0,48 \text{ KV}$, $P_{ch4} = 600 \text{ KW}$, $Q_{ch4} = 530 \text{ KVar}$.

$$R_{ch4} = \frac{(0,48 * 10^3)^2}{600 * 10^3(1 + (0,88333)^2)} = 0,2157(\Omega)$$

$$\tan \varphi_{ch4} = \frac{530 * 10^3}{600 * 10^3} = 0,88333$$

$$X_{ch4} = 0,2157 * 0,88333 = 0,19053(\Omega)$$

$$Z_b = \frac{(0,48 * 10^3)^2}{10 * 10^6} = 0,02304(\Omega)$$

$$R_{ch4} = \frac{0,2157}{0,02304} = 9,36183(pu)$$

$$X_{ch4} = \frac{0,19053}{0,02304} = 8,26962(pu)$$

Les résultats obtenus sont donnés dans le tableau ci dessous :

<i>Nœud</i>	<i>tangφ_{ch}</i>	<i>Rch(Ω)</i>	<i>Xch(Ω)</i>	<i>Zb(Ω)</i>	<i>Rch(pu)</i>	<i>Xch(pu)</i>
4	0,88333	0,2157	0,19053	0,02304	9,36183	8,26962
5	0,89286	47,3059	42,2374	19,044	2,48403	2,21789
9	0,25217	0,18837	0,0475	0,02304	8,17574	2,06171
10	0,8626	7,57445	6,53369	1,73056	4,37688	3,77548
11	0,98765	0,14399	0,14221	0,02304	6,24952	6,17236
12	0,89189	0,34682	0,30932	0,02304	15,0529	13,4255
13	0,89286	1,14464	1,022	0,576	1,98722	1,77431

Tableau (III.7) : Paramètres des charges calculés en unités réduites.

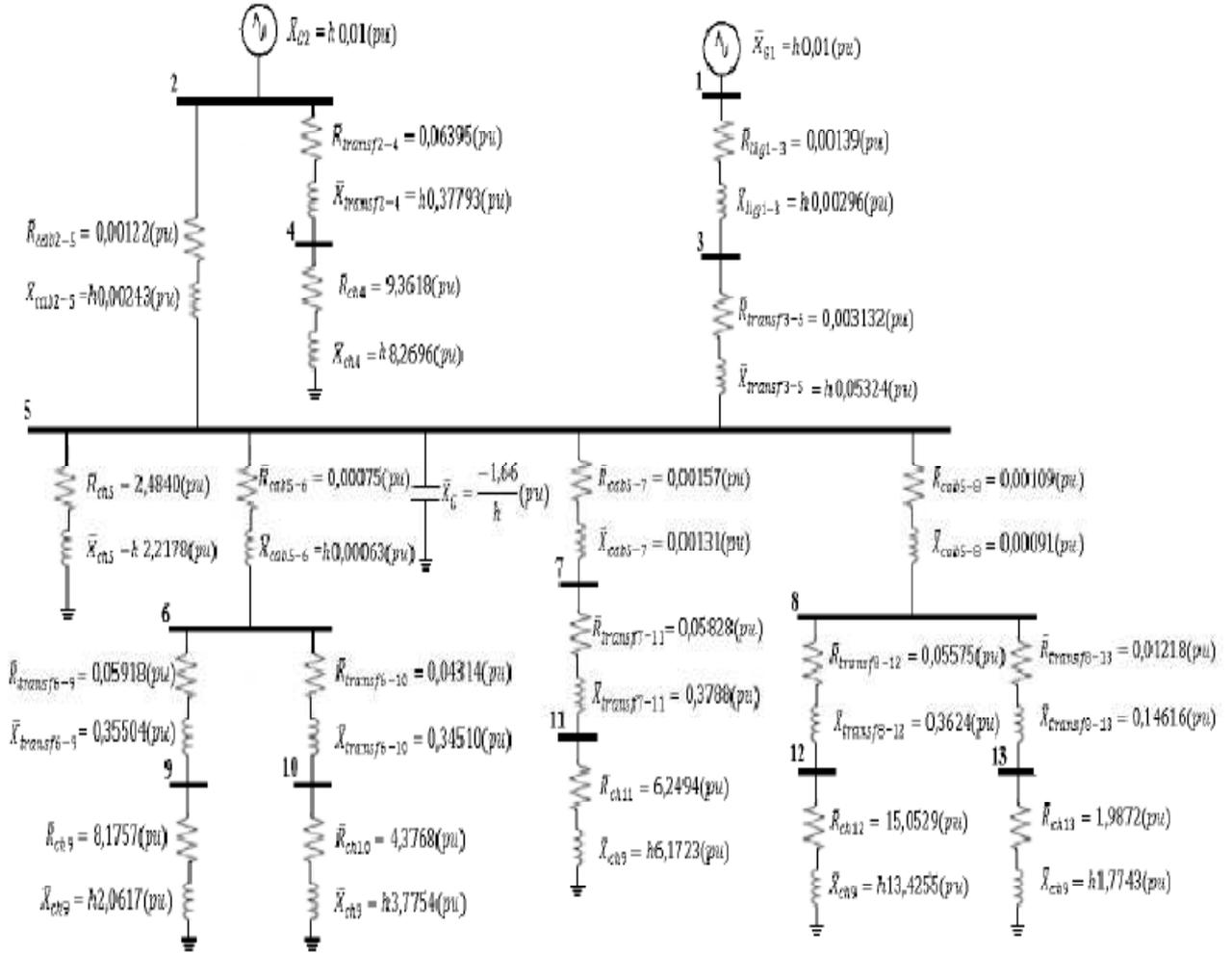


Figure (III .3) : Schéma de modélisation du réseau test.

III.4. Partie programmation

III.4.1. Présentation du programme réalisé sous MATLAB

Ce programme est présenté sous la forme de l'organigramme suivant :

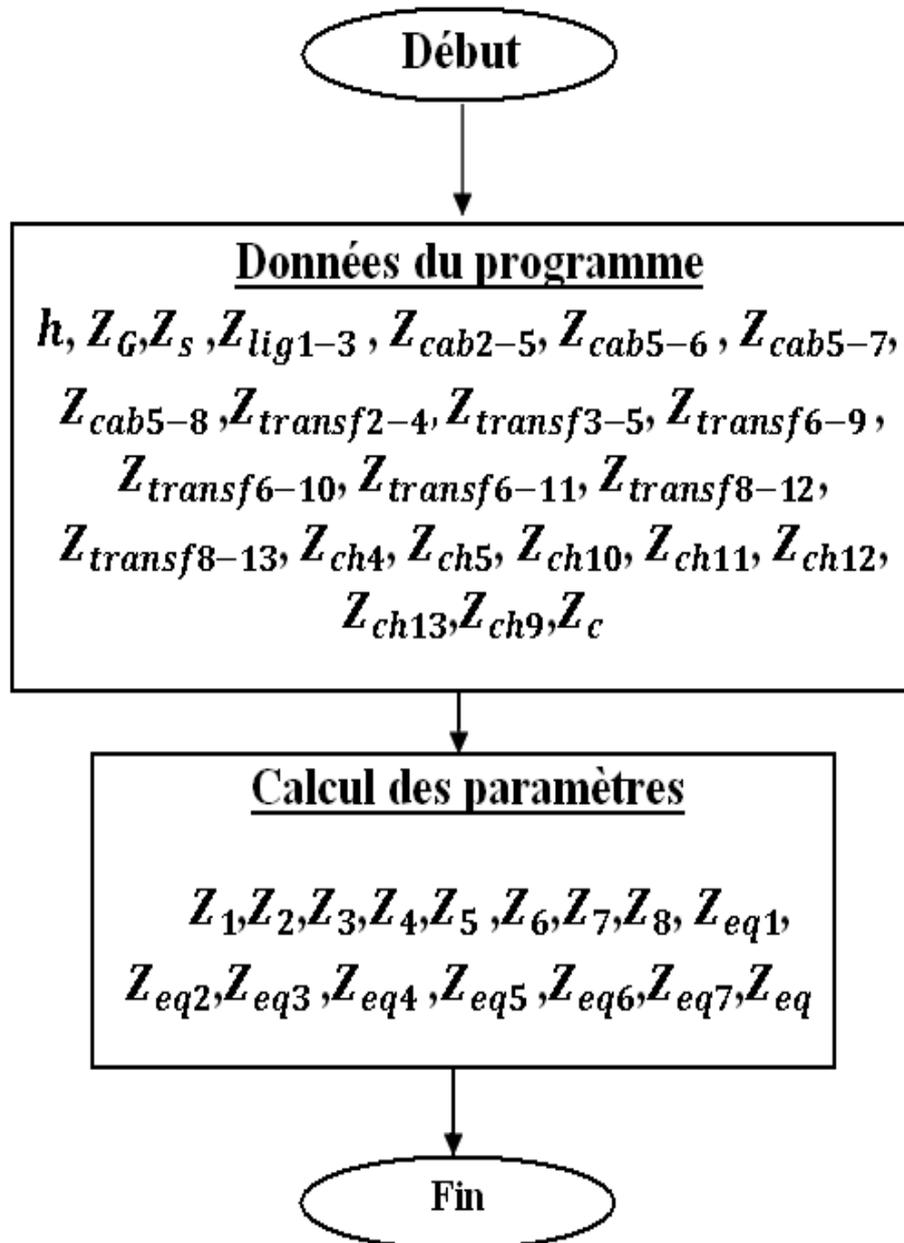


Figure (III.4): Organigramme de calcul de l'impédance harmonique vue des jeux de barres 9 et 13.

III.4.2. Résultats de calcul

Point de couplage commun 1 (jeu de barres 9)

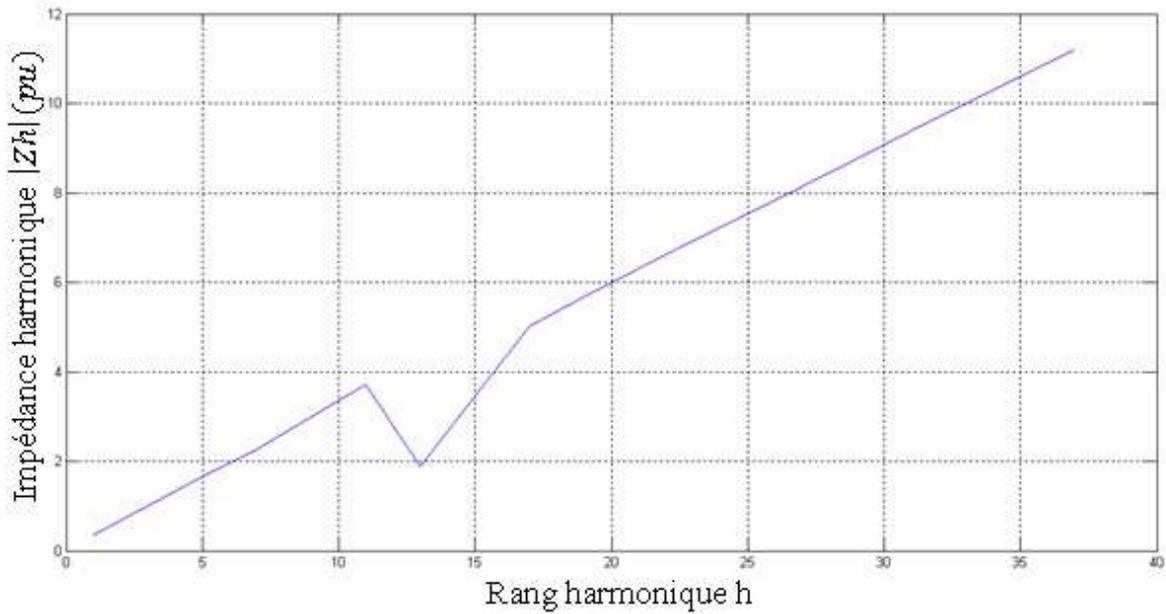


Figure (III.5) : Courbe de l'impédance harmonique vue du jeu de barres 9
obtenue par calcul.

Point de couplage commun 2 (jeu de barres 13)

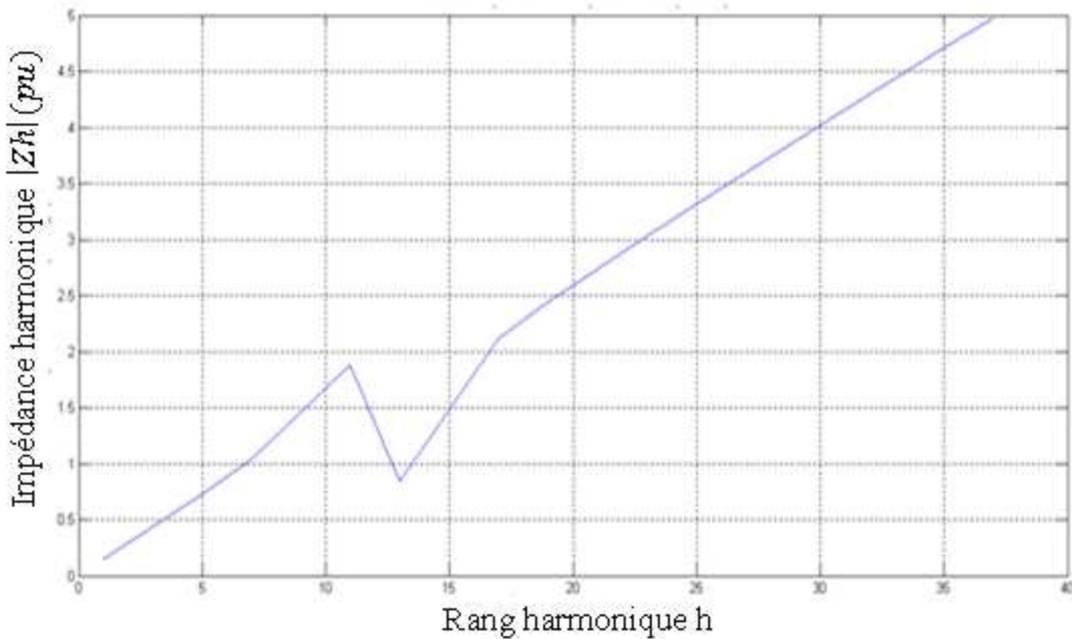


Figure (III.6) : Courbe de l'impédance harmonique vue du jeu de barres 13
obtenue par calcul.

III.5. Partie simulation

III.5.1. Paramètres de simulation

III.5.1.1. Alimentation

Source : $U_1=69$ KV

Générateur : $U_2=13,98$ KV

III.5.1.2. Transformateurs

<i>Transf</i>	$S_n(KVA)$	$V1(Kv)$	$V2(Kv)$	$R1 (pu)$	$L1 (pu)$
3 – 5	15000	39 ,83	7,96	0,003132	0,05324
2 – 4	1500	7,96	0 ,277	0,063953333	0,37793333
6 – 9	1250	7,96	0,277	0,059184	0,35504
6 – 10	1725	7,96	2,4	0,043142029	0,34510145
7 – 11	1500	7,96	0,277	0,058286667	0,37886667
8 – 12	1500	7,96	0,277	0,055753333	0,3624
8 – 13	3750	7,96	1,385	0,012181333	0,14616

Tableau (III.8) : Paramètres de simulation pour les transformateurs.

III.5.1.3. Câbles et ligne

Ils sont représentés par une résistance et une inductance en série.

	$R(\Omega)$	$L(H)$
<i>ligne1 – 3</i>	0,02647116	0,0001496
<i>câble2 – 5</i>	0,02323368	0,00012282
<i>câble5 – 6</i>	0,014283	3,1841E-05
<i>câble5 – 7</i>	0,02989908	6,6209E-05
<i>câble5 – 8</i>	0,02075796	4,5993E-05

Tableau (III.9) : Paramètres de simulation pour la ligne et les câbles.

III.5.1.4. Charges

Elles sont représentées par une résistance et une inductance en série.

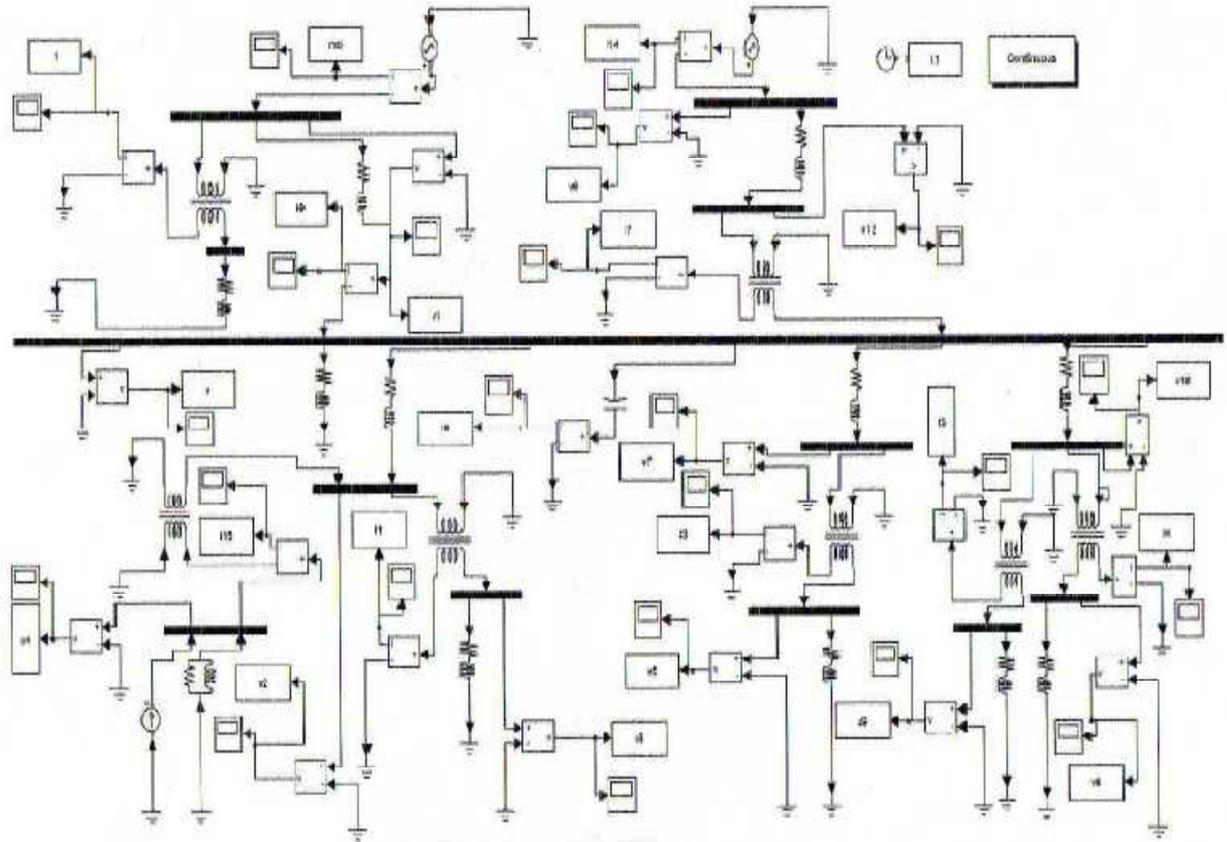
	$V_n(KV)$	$P(KW)$	$Q(KVAR)$
<i>nœud 4</i>	0 ,277	600	530
<i>nœud 5</i>	7,96	2240	2000
<i>nœud 9</i>	0,277	1150	290
<i>nœud 10</i>	2,4	1310	1130
<i>nœud 11</i>	0,277	810	800
<i>nœud 12</i>	0,277	370	330
<i>nœud 13</i>	1,385	2800	2500

Tableau (III.10) : Paramètres de simulation pour les charges.

III.5.1.5. Condensateur

$V_n = 7,96$ KV

$Q_c = 6000$ KVAR



Figure(III.7) : Représentation du réseau étudié sous MATLAB/Simulink.

III.5.2. Résultats de simulation

Point de couplage commun 1 (jeu de barres 9)

Sans condensateur

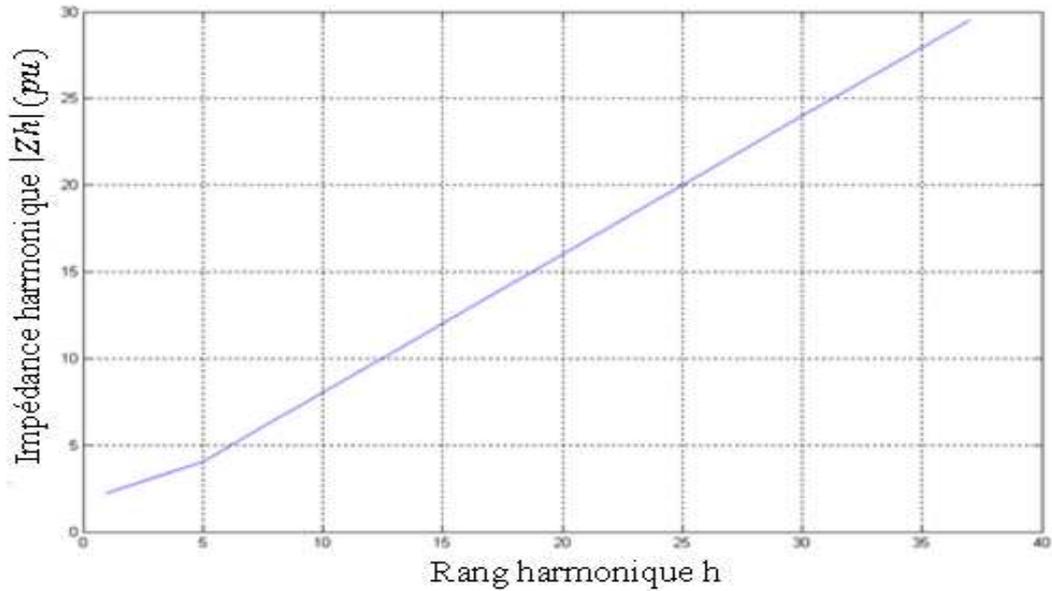
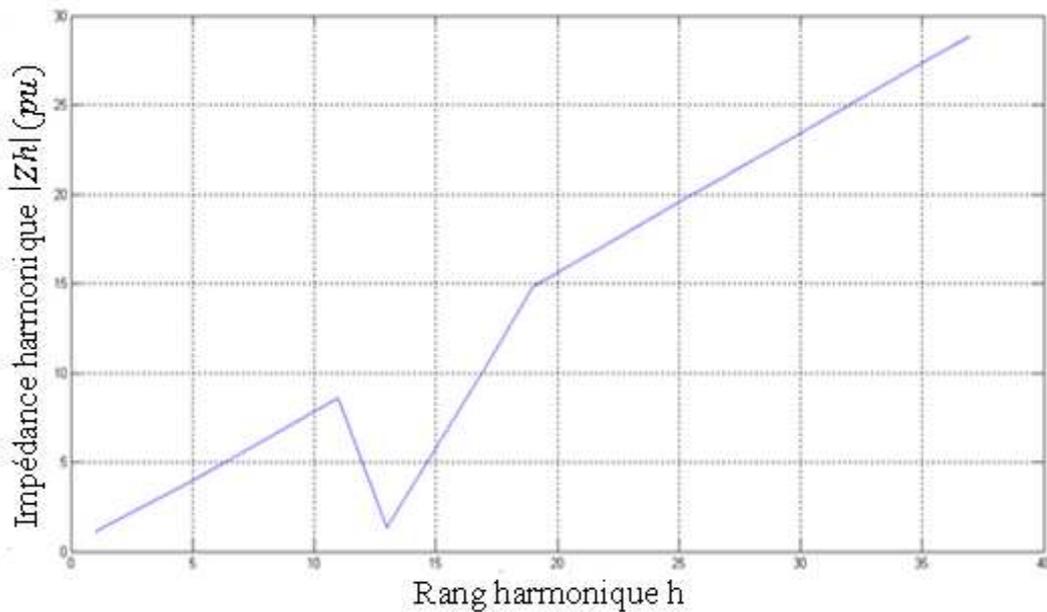


Figure (III.8) : Courbe de l'impédance harmonique vue du jeu de barres 9 obtenue par simulation, sans condensateur.

Avec condensateur



Figure(III.9) : Courbe de l'impédance harmonique vue du jeu de barres 9 obtenue par simulation, en présence du condensateur.

Point de couplage commun 2 (jeu de barres 13)

Sans condensateur

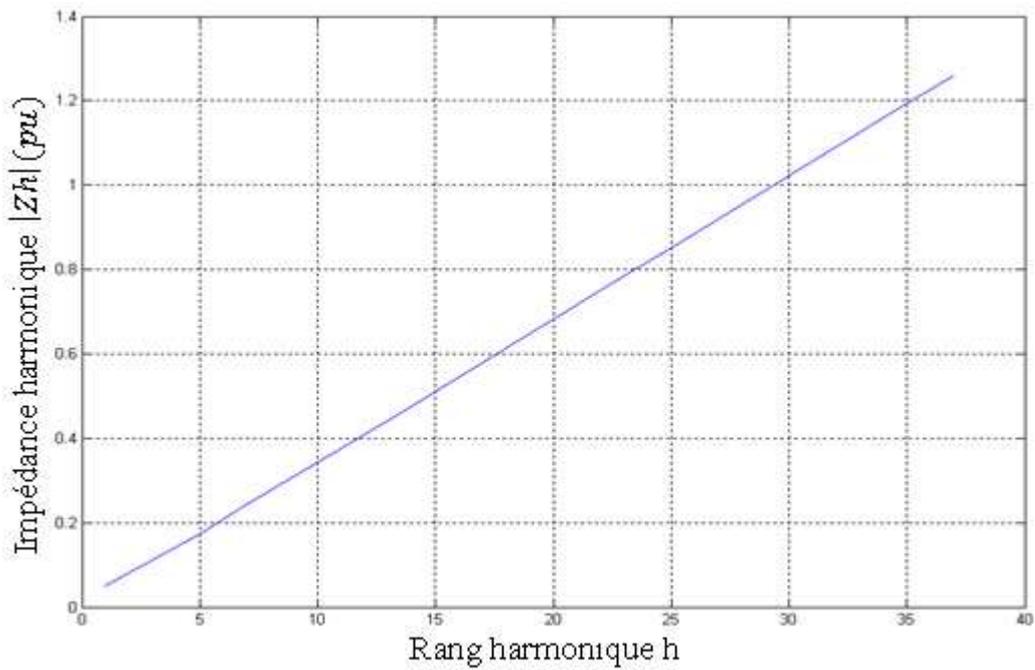


Figure (III.10) : Courbe de l'impédance harmonique vue du jeu de barres 13 obtenue par simulation, sans condensateur.

Avec condensateur

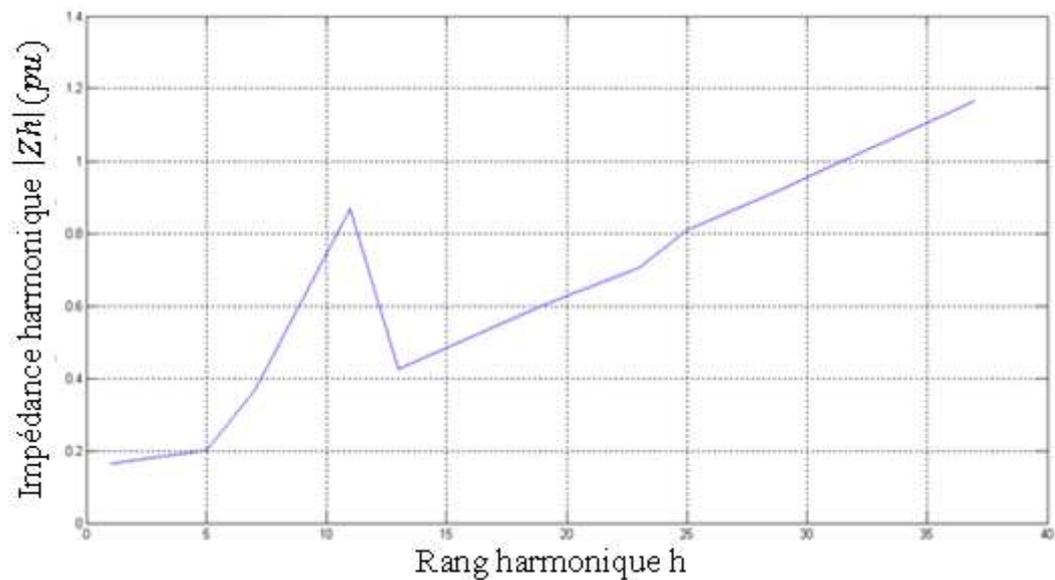


Figure (III.11) : Courbe de l'impédance harmonique vue du jeu de barres 13 obtenue par simulation, en présence du condensateur.

Interprétation des résultats

L'analyse des résultats obtenus par simulation et par programmation nous a permis de constater qu'en l'absence du condensateur dans le réseau industriel étudié, l'allure de l'amplitude de l'impédance harmonique Z_h en fonction du rang harmonique h est linéaire. Cela est dû à la présence des éléments de nature inductive et résistive (lignes, transformateurs, charges) dans l'installation (absence d'éléments capacitifs).

En présence du condensateur de compensation (association d'éléments capacitifs et inductifs) dans le réseau, on remarque un phénomène d'amplification que l'on qualifie de résonance (exemple : $h=11$, $f_r=660$ Hz, $Z_h=8$ pu pour le nœud 9). Cette dernière se manifeste par des valeurs élevées d'amplitude de l'impédance harmonique Z_h , ce qui amplifie la tension harmonique au jeu de barres considéré. Ces tensions harmoniques contribuent à la déformation de l'onde de tension sinusoïdale (augmentation du taux de distorsion harmonique en tension) et peuvent nuire au fonctionnement des équipements raccordés sur ce même réseau électrique.

En cas de résonance parallèle dans le réseau, les condensateurs peuvent être soumis à des fortes tensions harmoniques et se détériorer.

Pour $h=13$ (en présence du condensateur) l'amplitude de l'impédance harmonique Z_h pour les deux jeux de barres 9 et 13 chute d'une valeur remarquable par rapport à celle du réseau sans condensateur, qu'on appelle antirésonance. Dans ce cas, il apparaît dans le réseau une surintensité ce qui engendre des risques sur les appareils sensibles connectés au réseau, en particulier les appareils constitués à base de composants d'électronique de puissance (convertisseurs).

III.5.3. Comparaison entre les résultats de calcul et ceux de la simulation

Les fréquences de résonance et d'antirésonance calculées en utilisant MATLAB/ Simulink sont, à quelques Hertz près, égales à celles déterminées en utilisant la programmation.

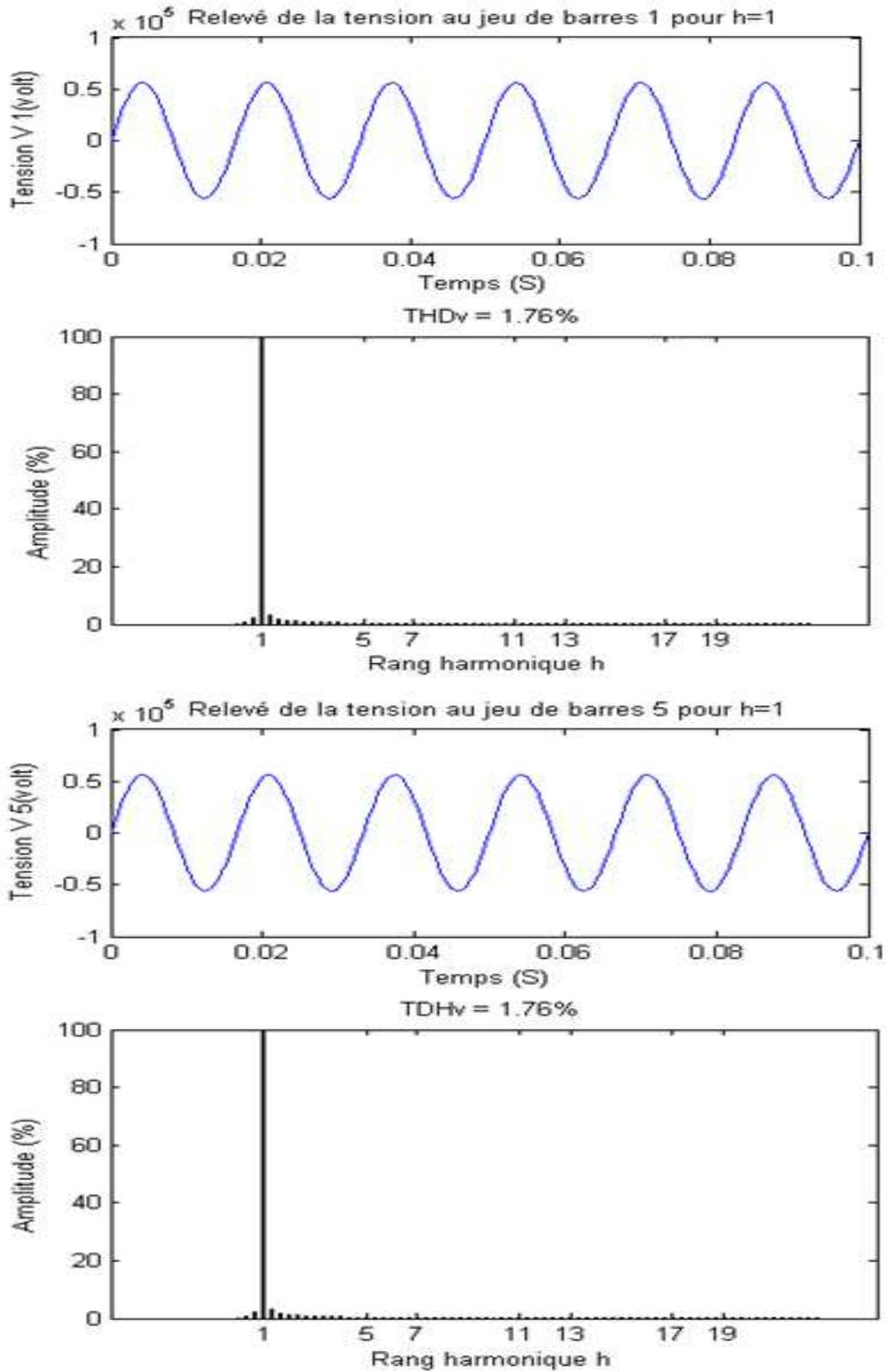
La différence de l'amplitude d'impédance harmonique Z_h est due au modèle des transformateurs utilisé par MATLAB/Simulink qui est différent de celui utilisé par calcul (modèle imposé par l'article de référence utilisé comme données).

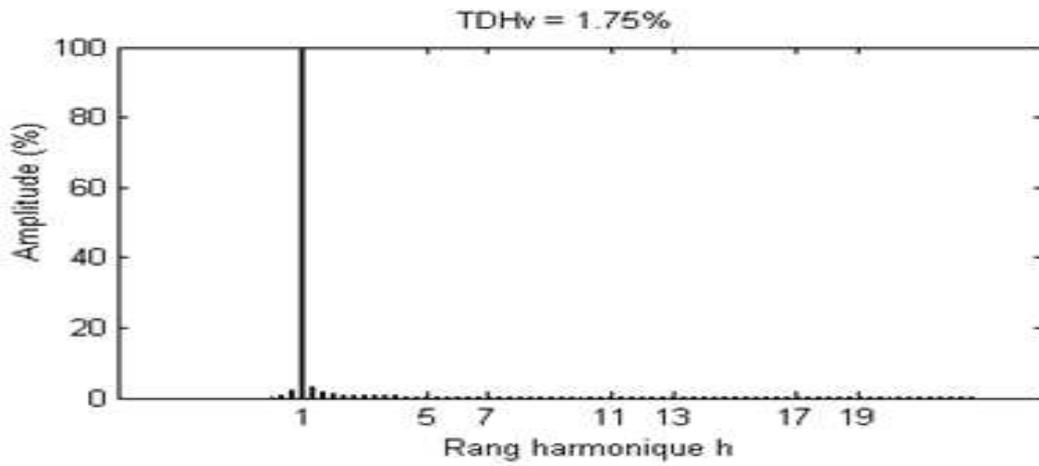
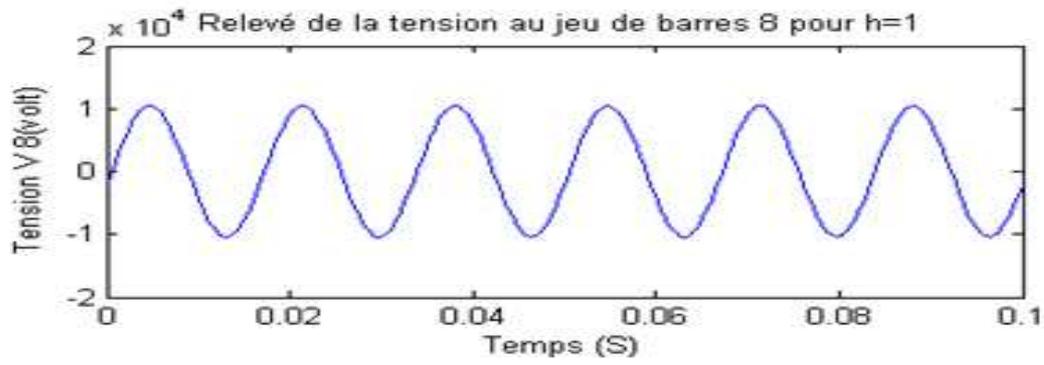
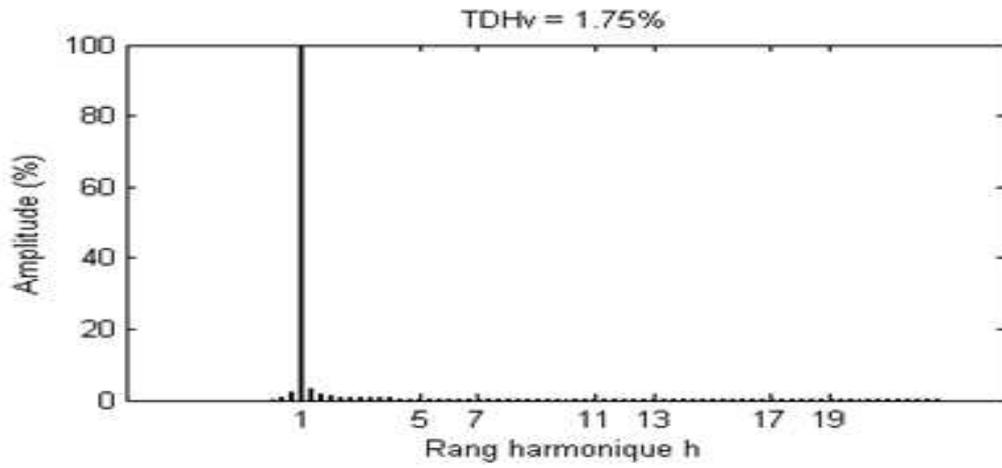
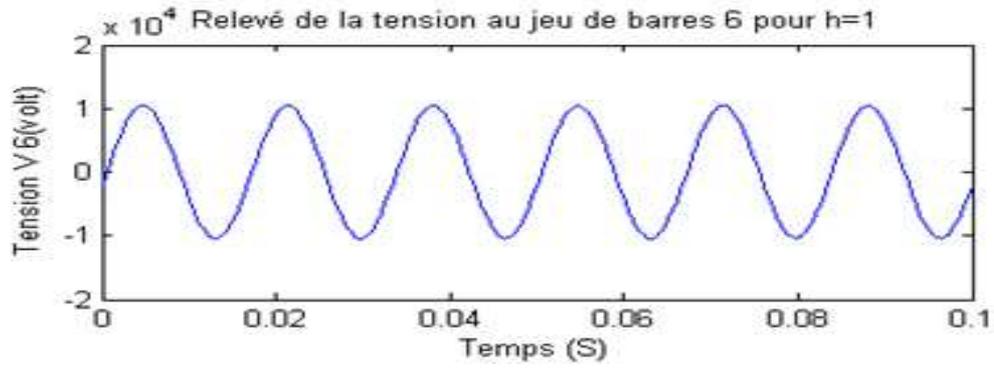
Le modèle des transformateurs utilisé par calcul est représenté par la mise en série d'une résistance avec une inductance dans les deux cotés primaire et secondaire (branche magnétisante négligée), contrairement au modèle utilisé par MATLAB/Simulink où la branche magnétisante est prise en considération.

III.6. Analyse harmonique

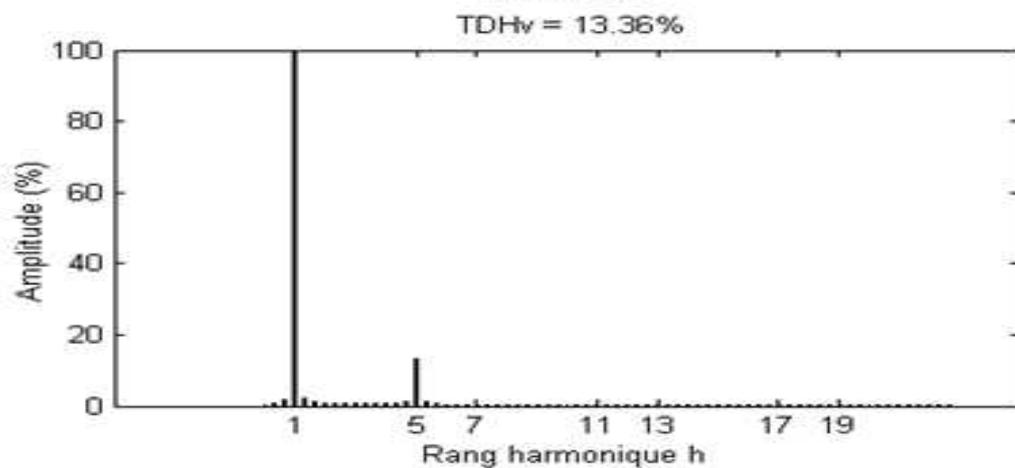
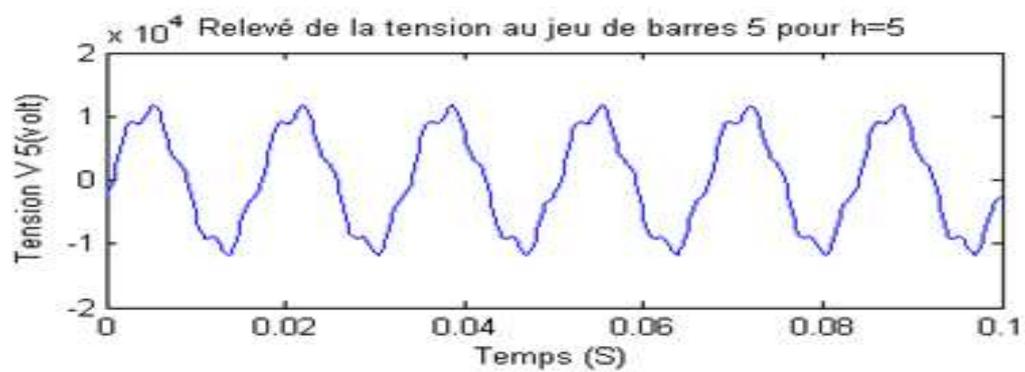
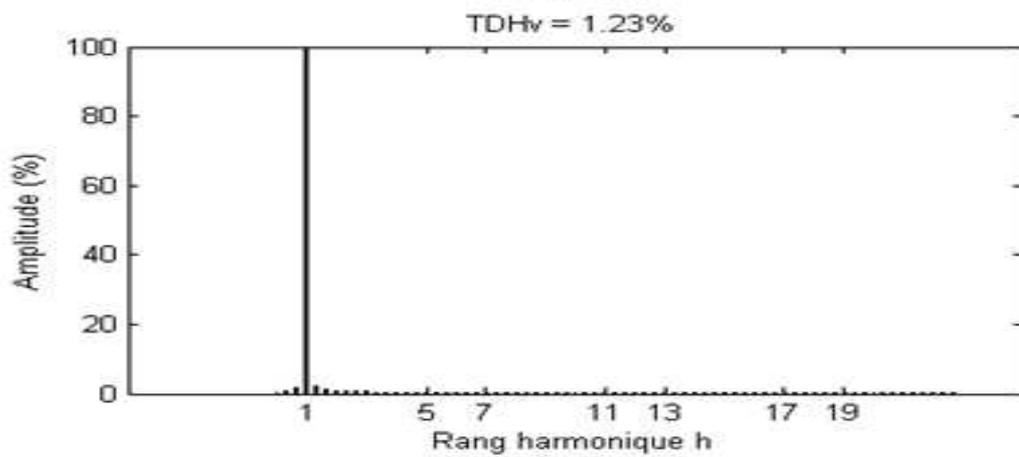
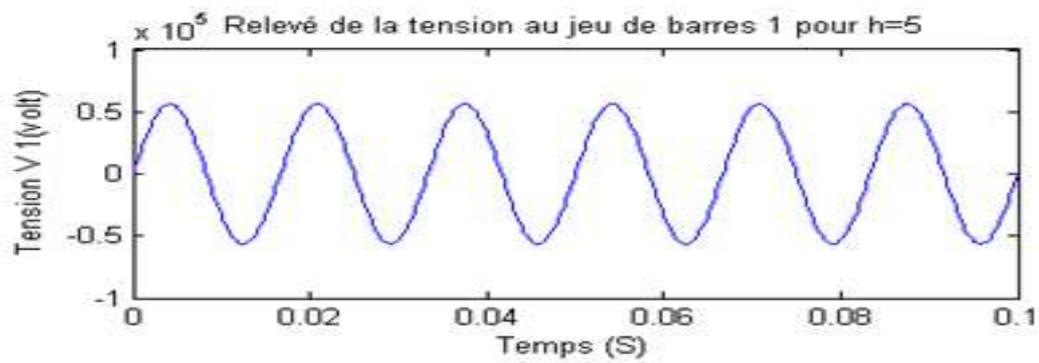
III.6.1. Relevés des tensions et des taux de distorsion harmonique en tension (*TDH_v*) pour les jeux de barres 1, 5, 6 et 8 en fonction du rang harmonique *h*

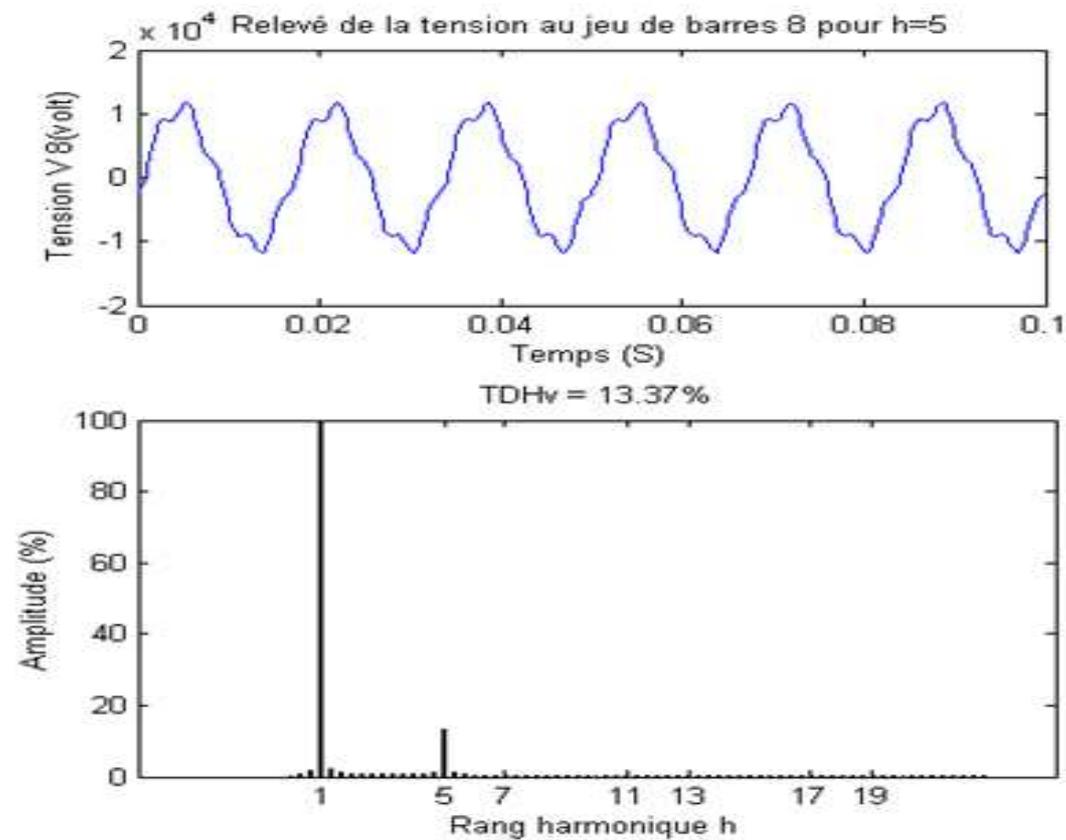
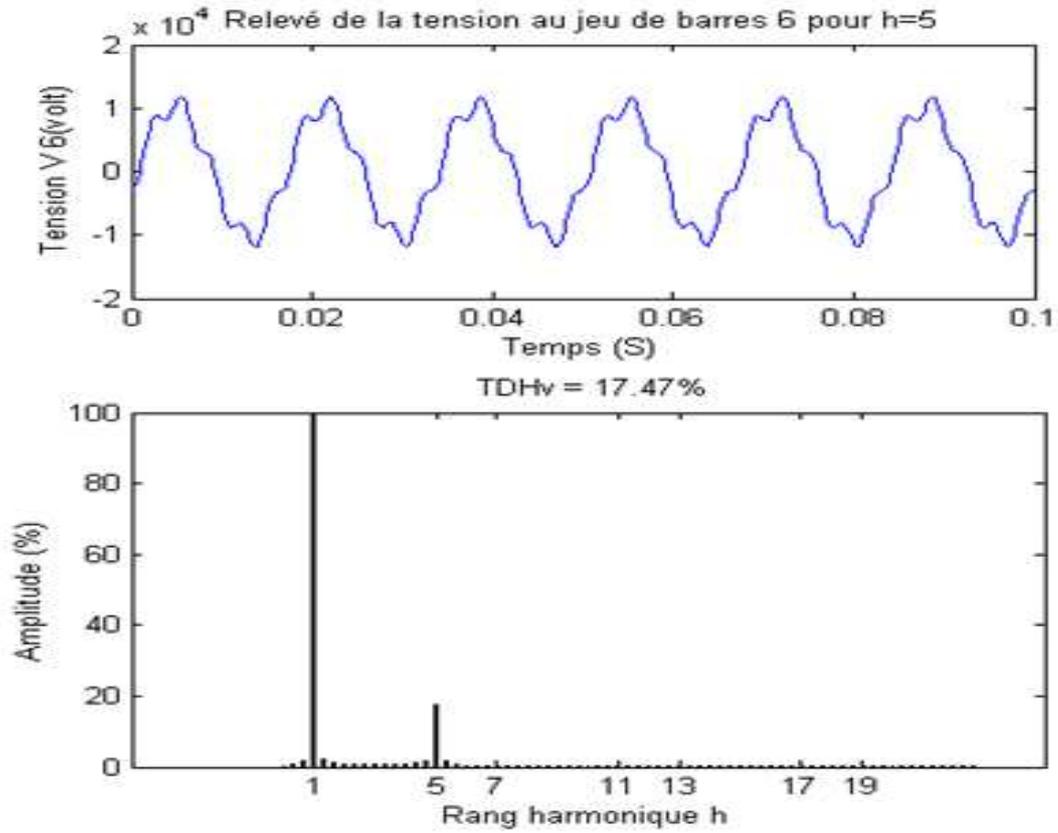
Pour *h*=1



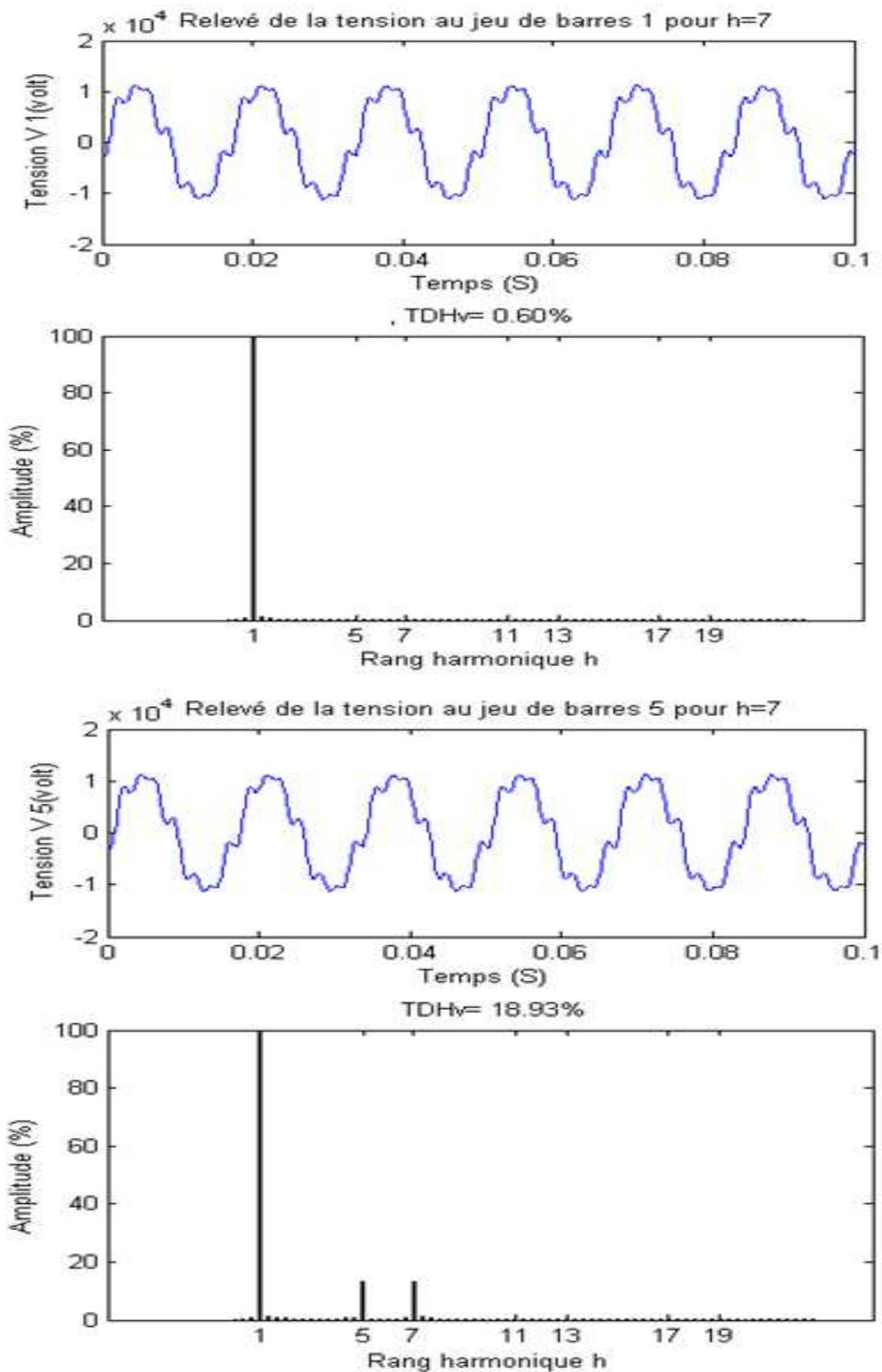


Pour $h=5$



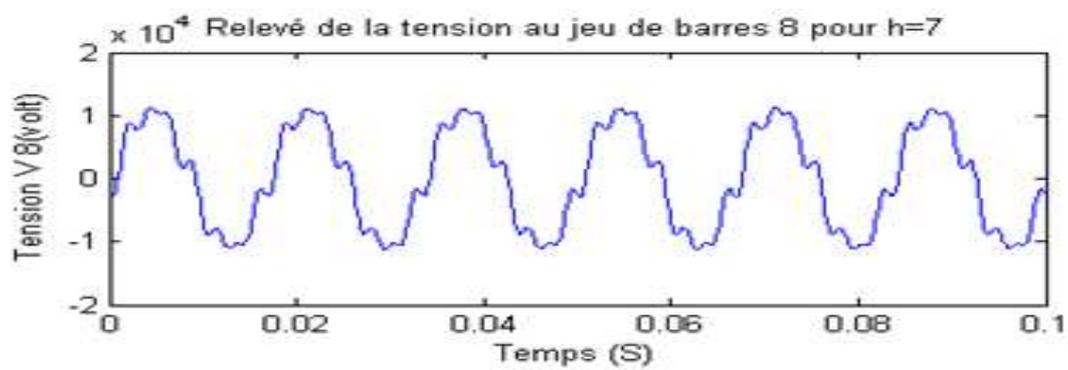
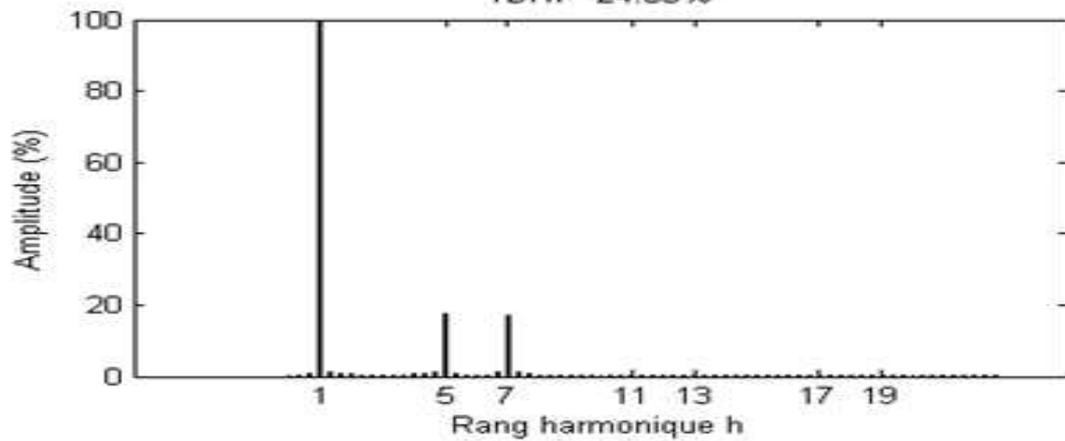


Pour $h=7$

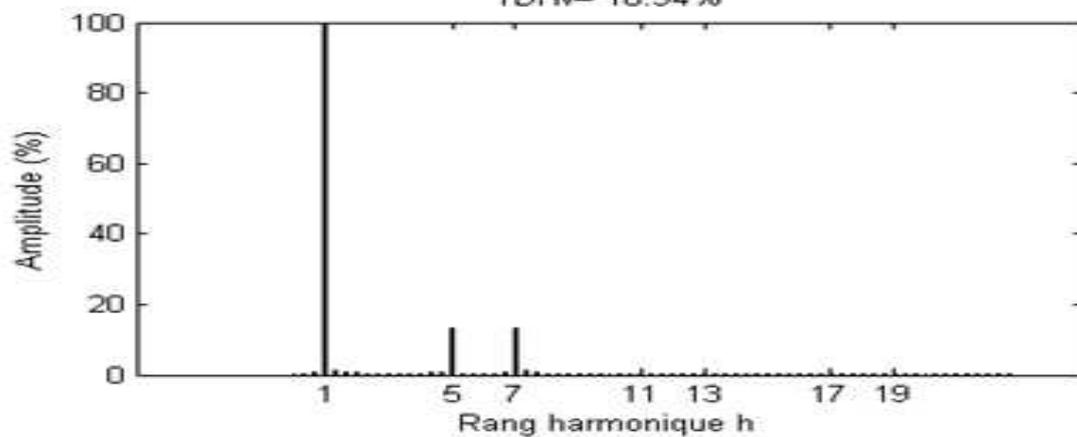




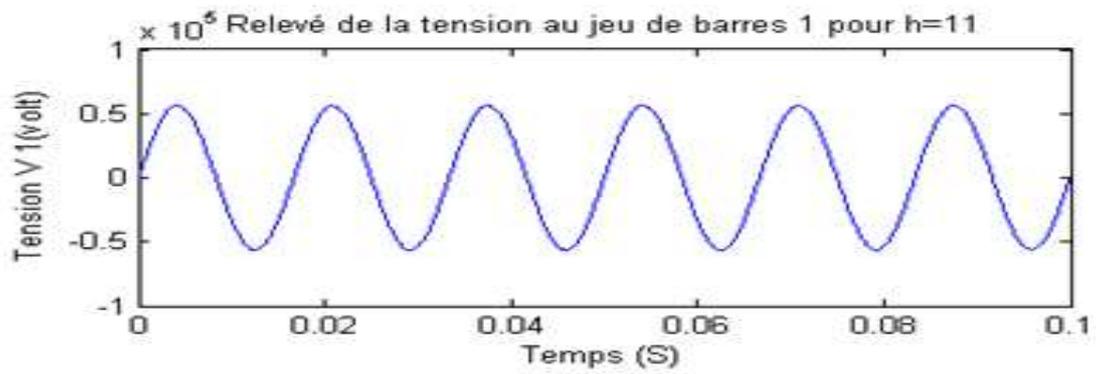
TDHv= 24.55%



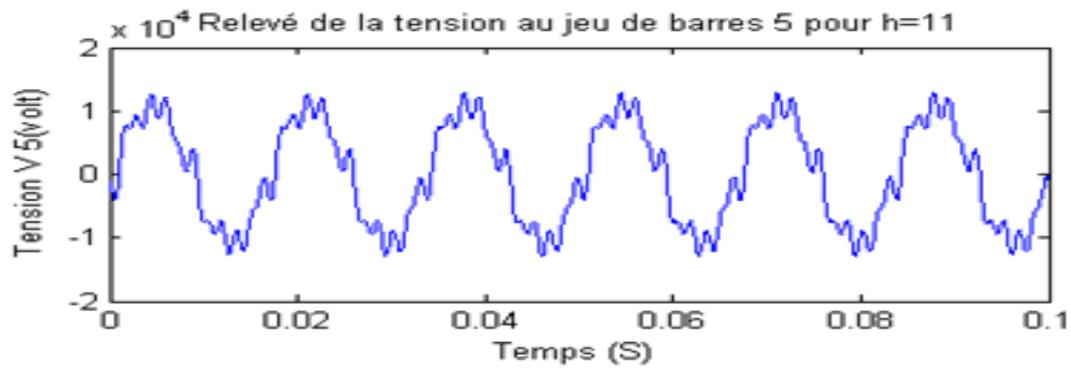
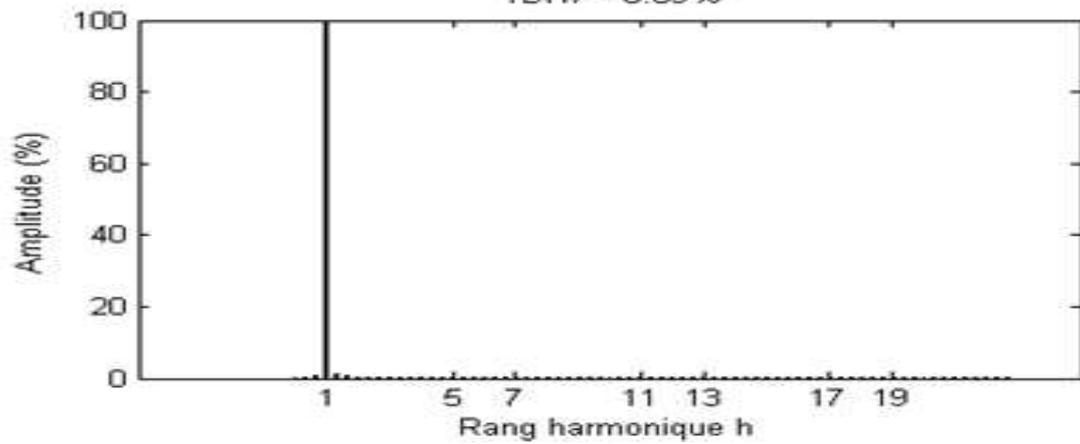
TDHv= 18.94%



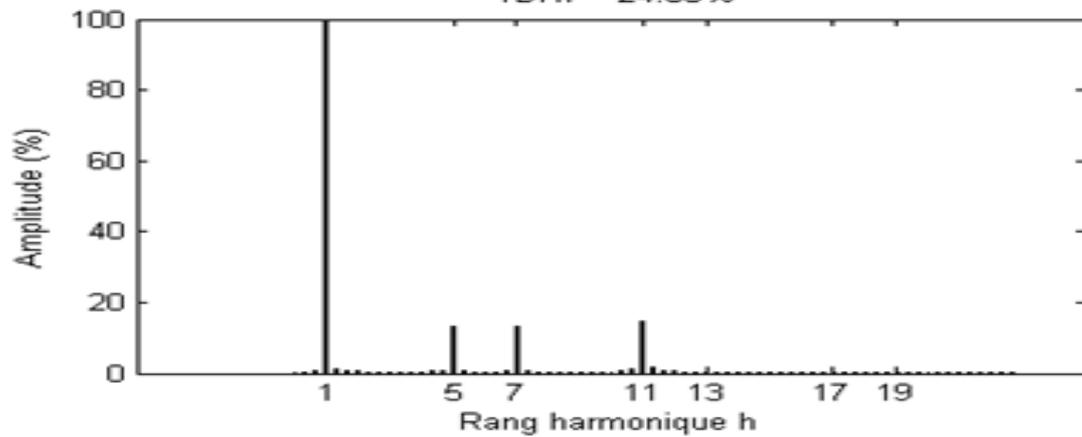
Pour $h=11$

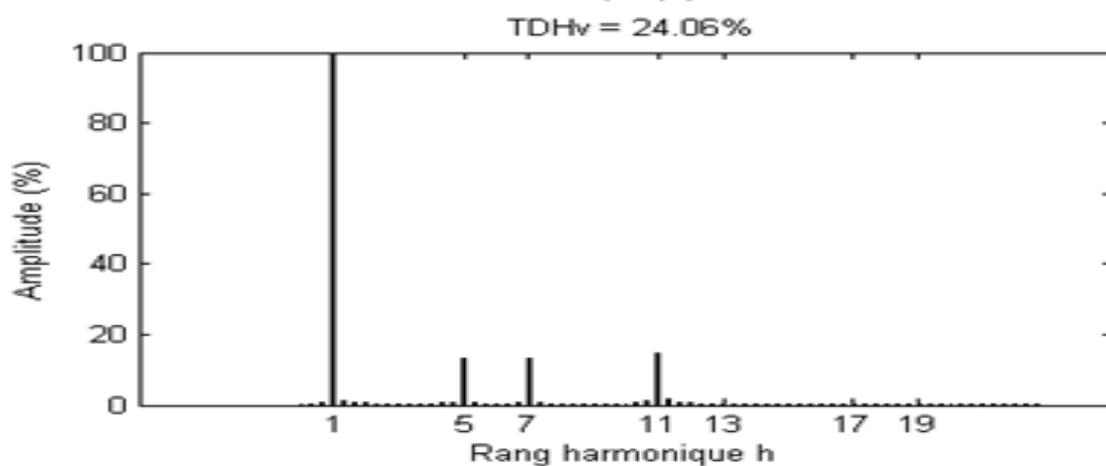
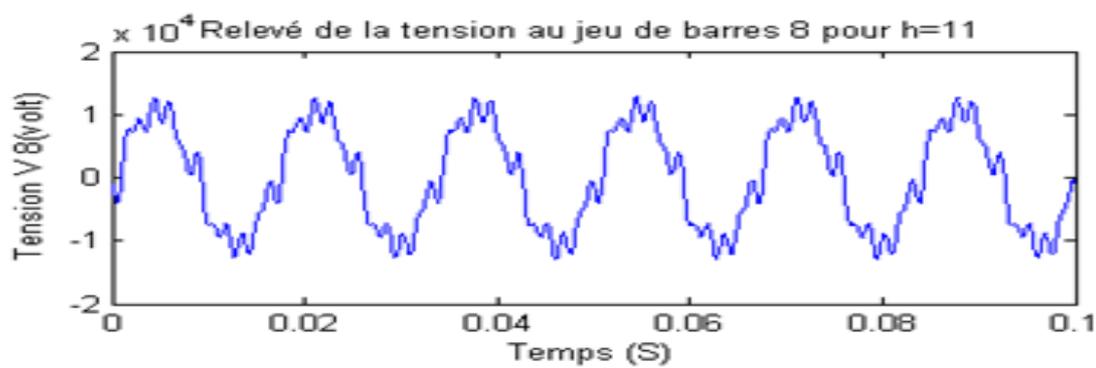
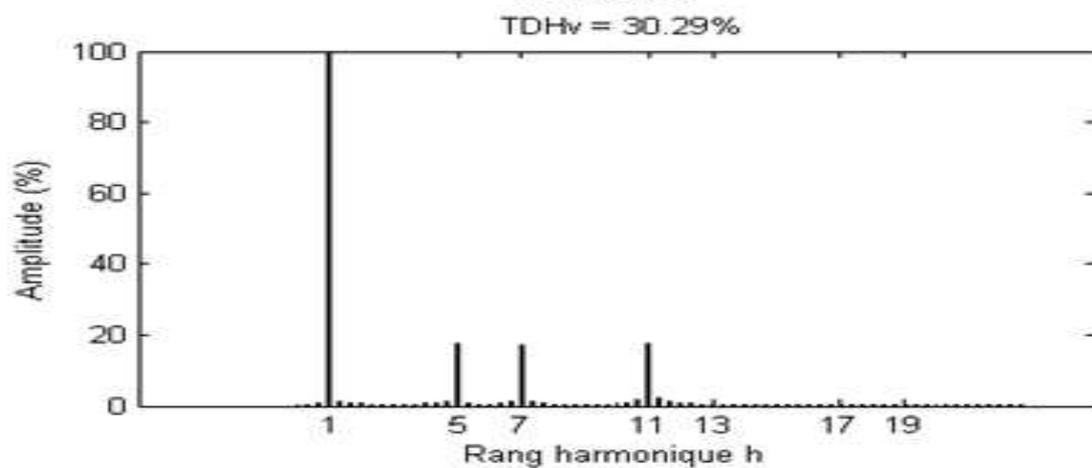
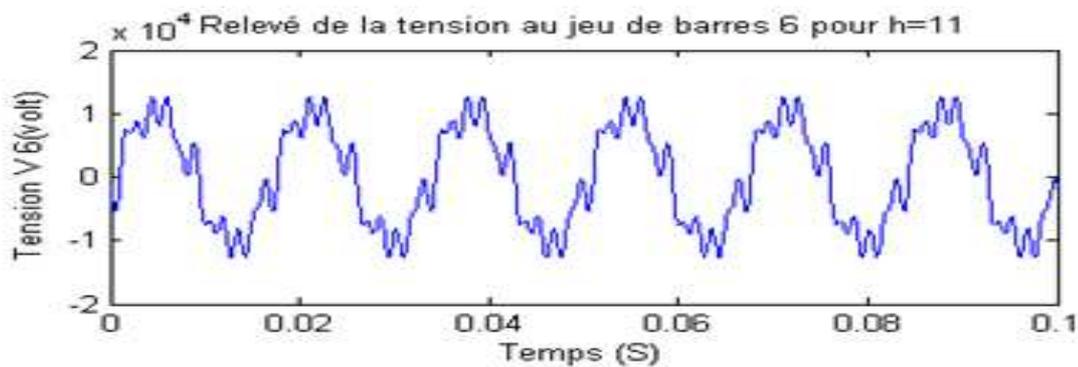


TDHv = 0.59%

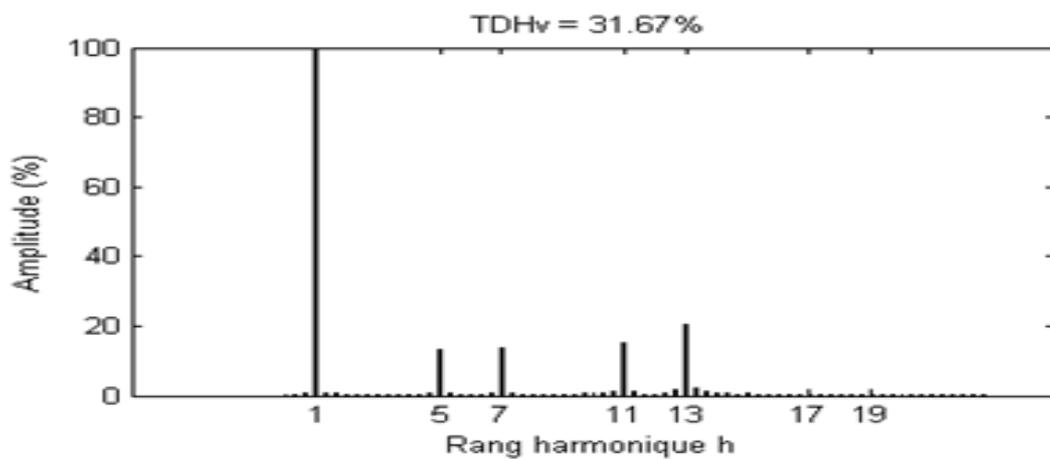
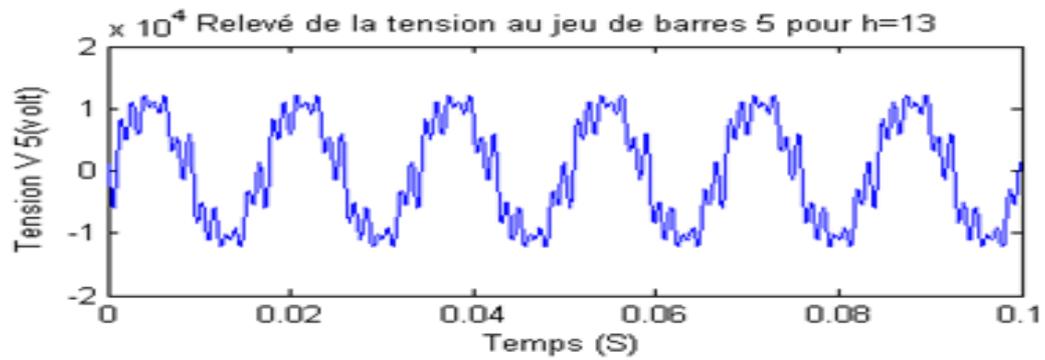
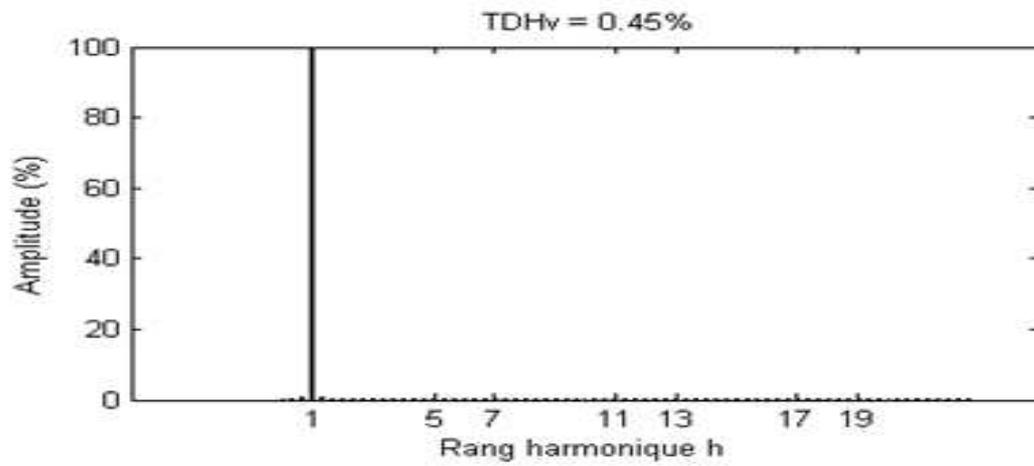
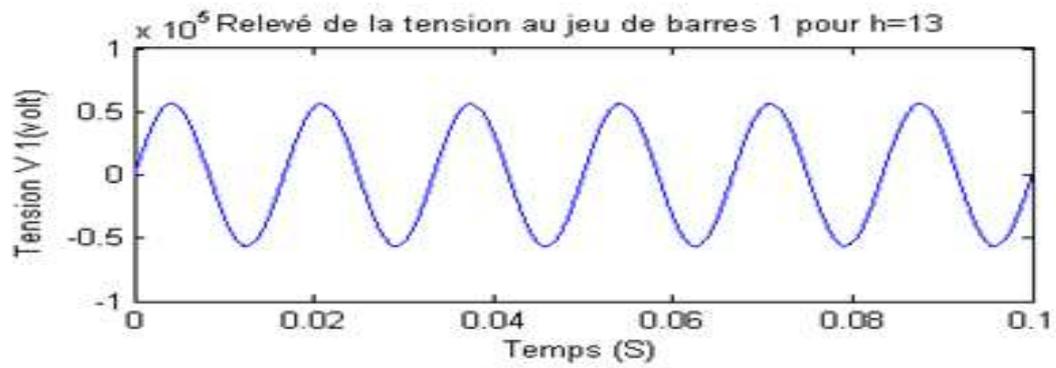


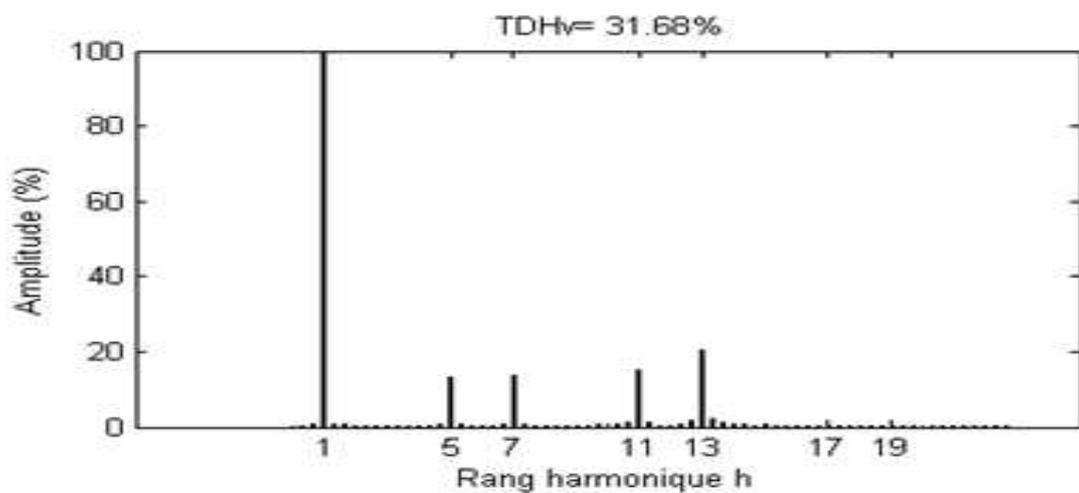
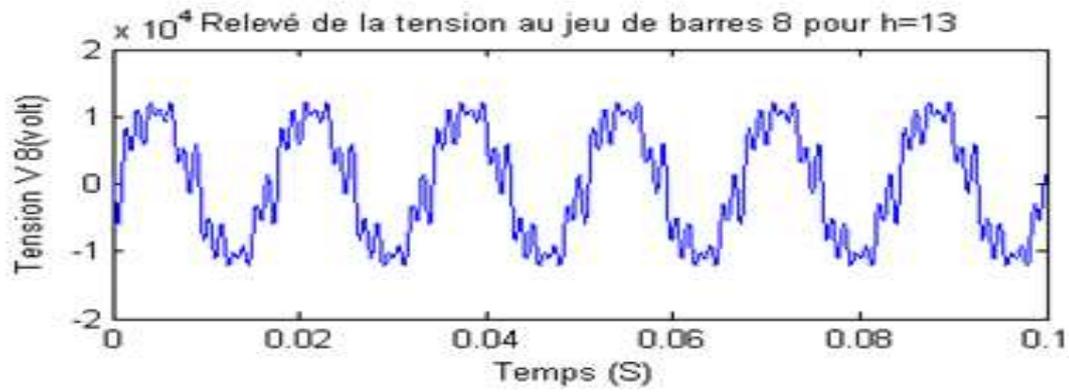
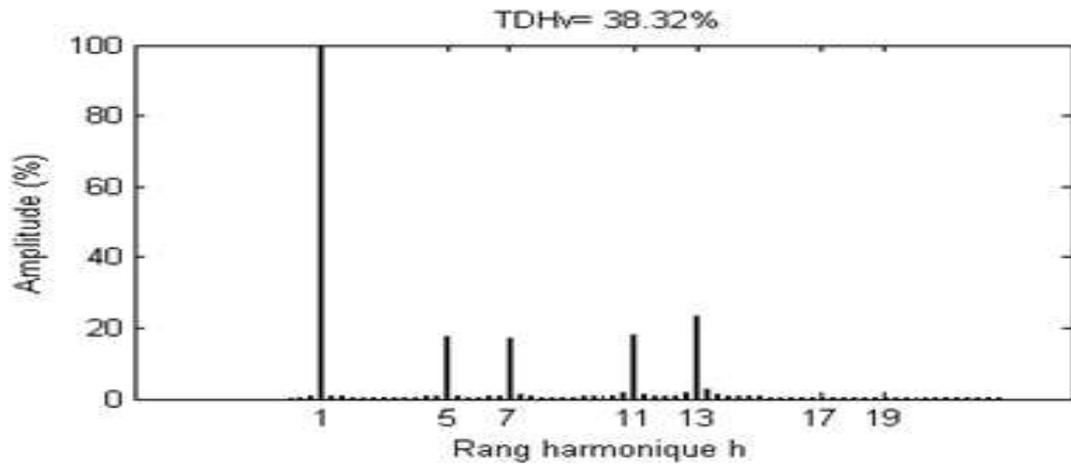
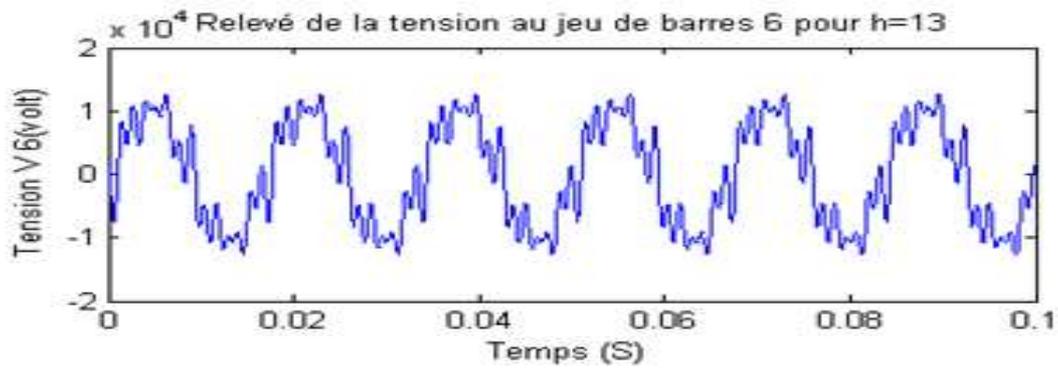
TDHv = 24.05%



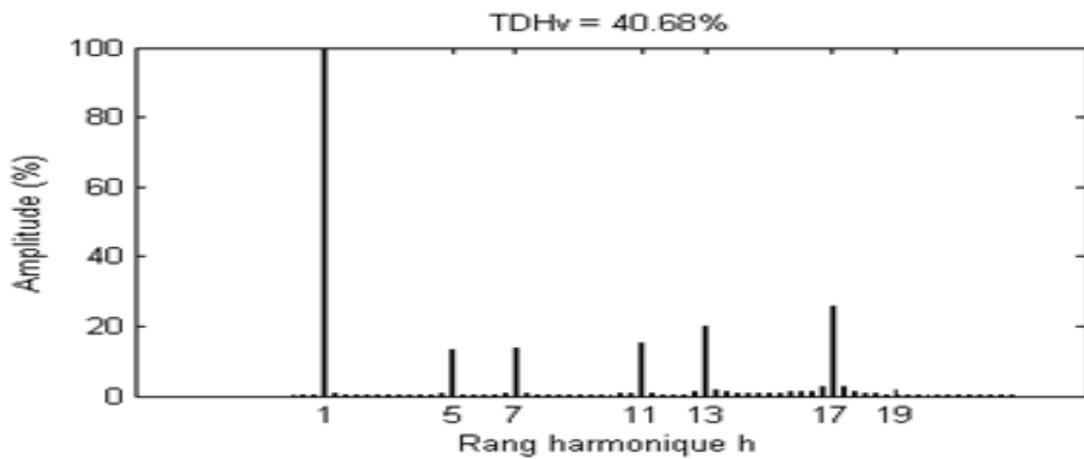
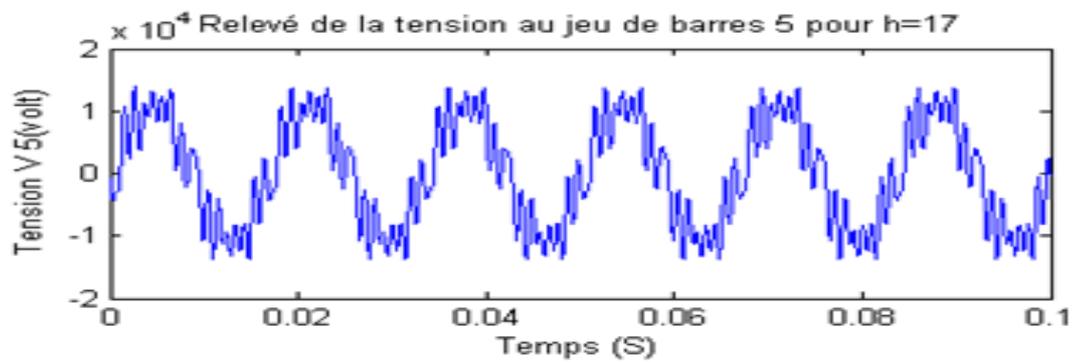
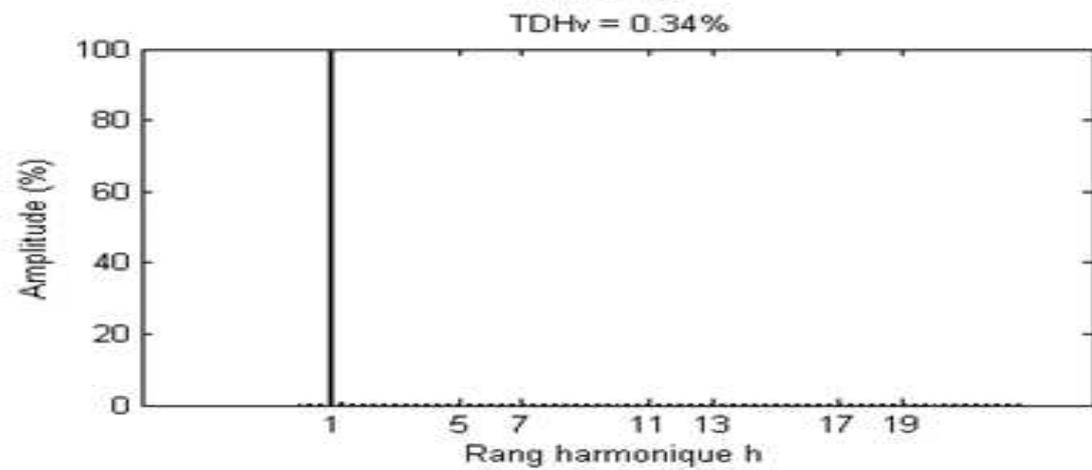
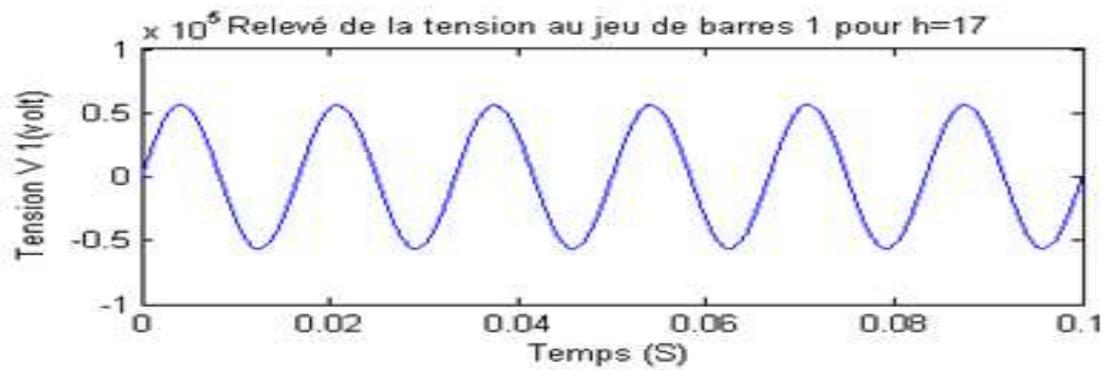


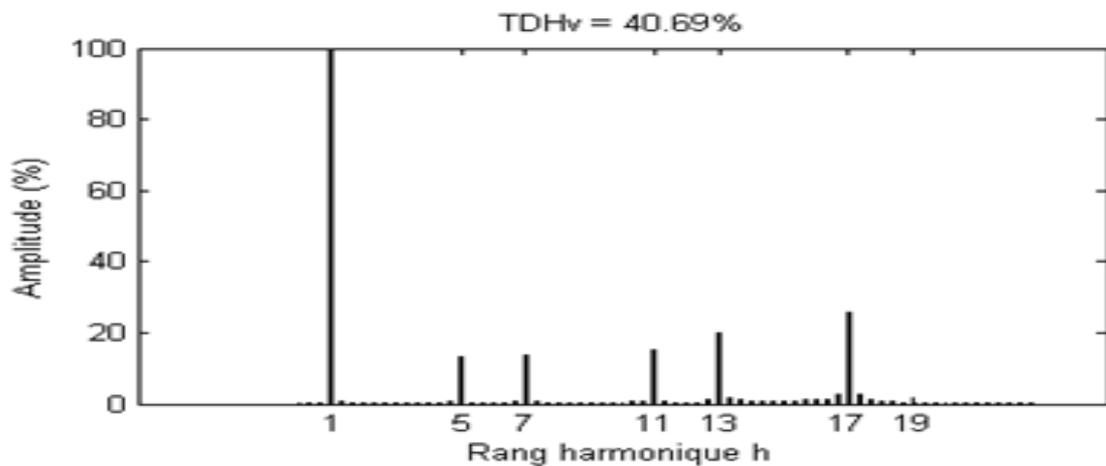
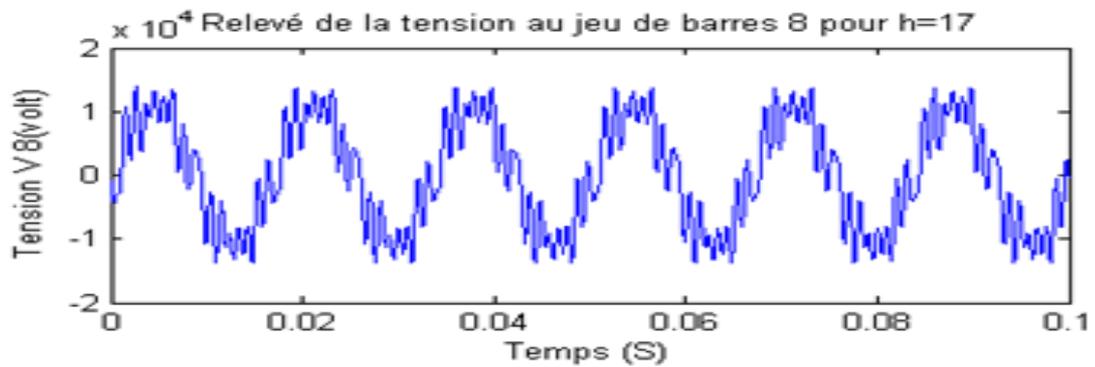
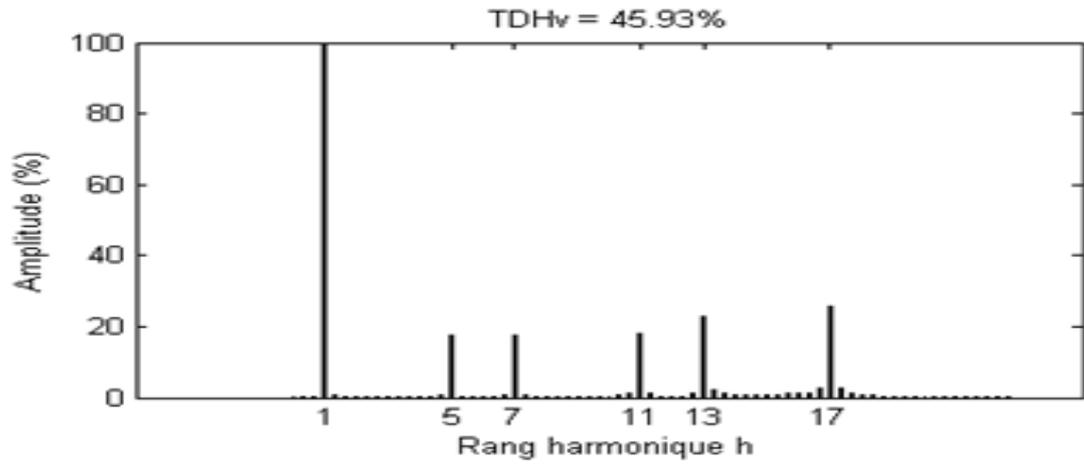
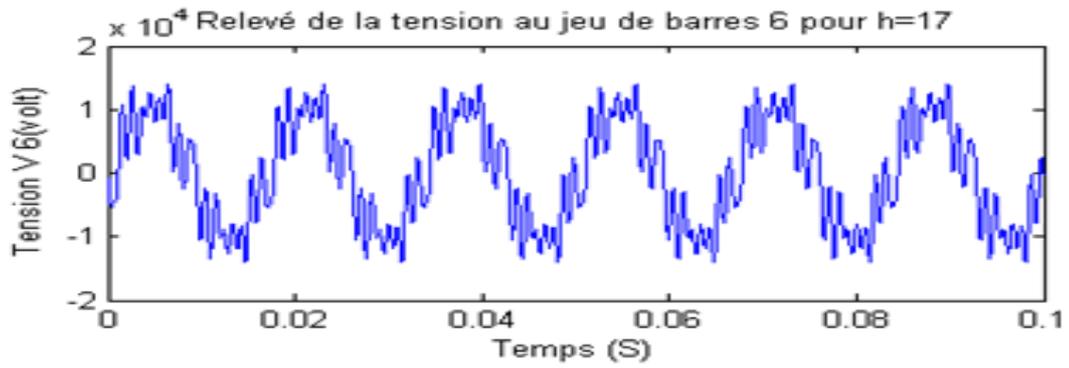
Pour $h=13$



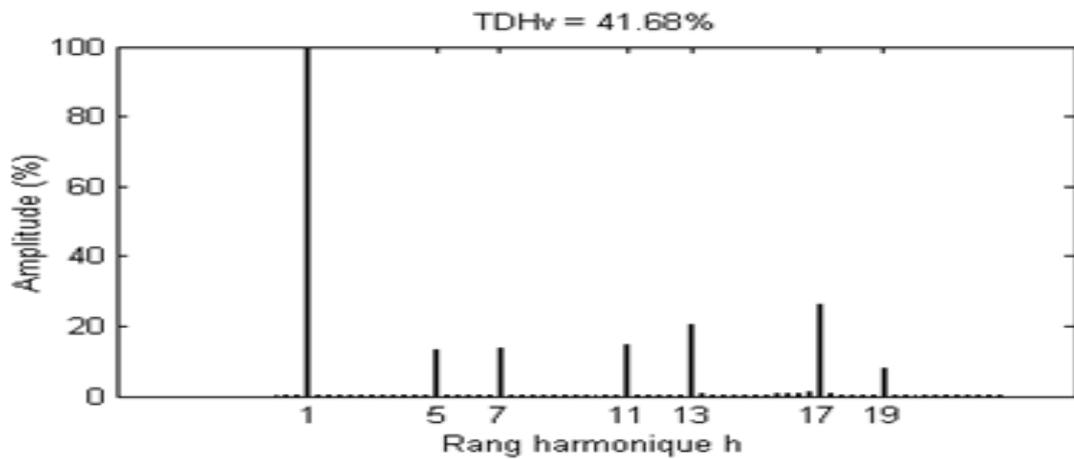
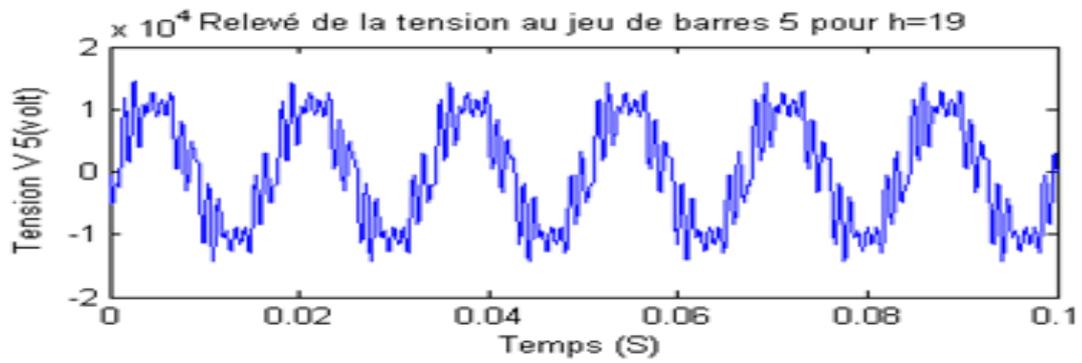
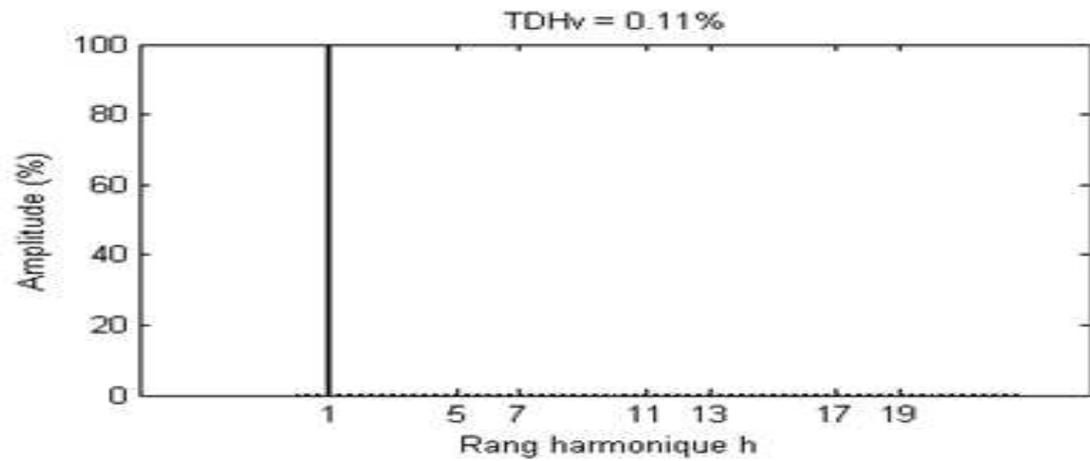
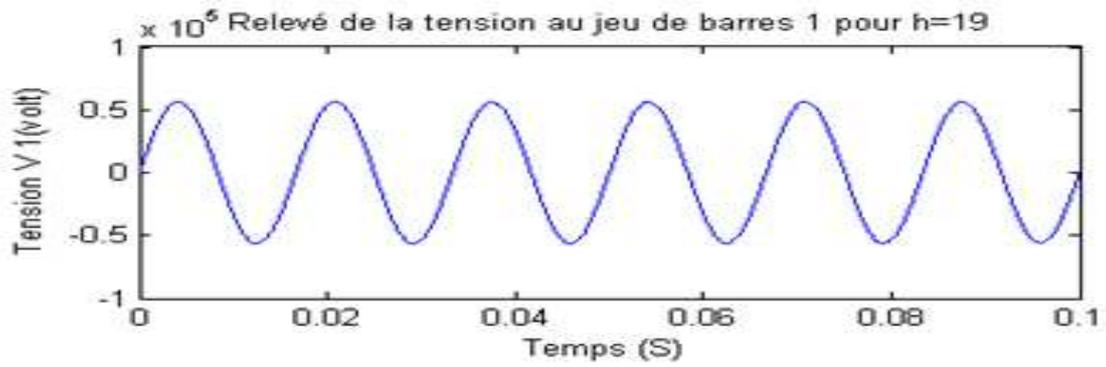


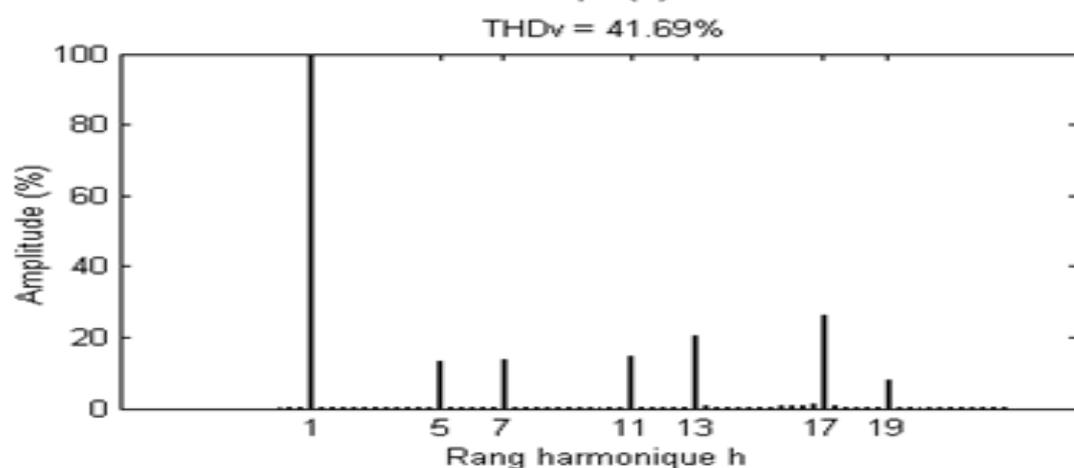
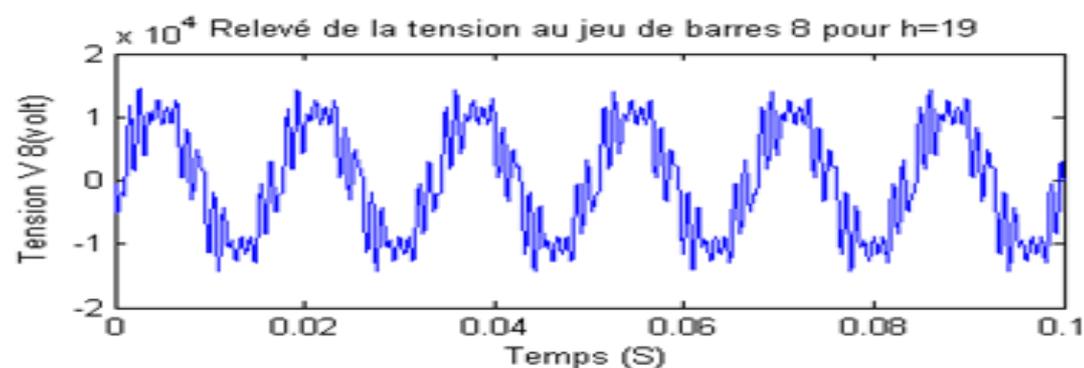
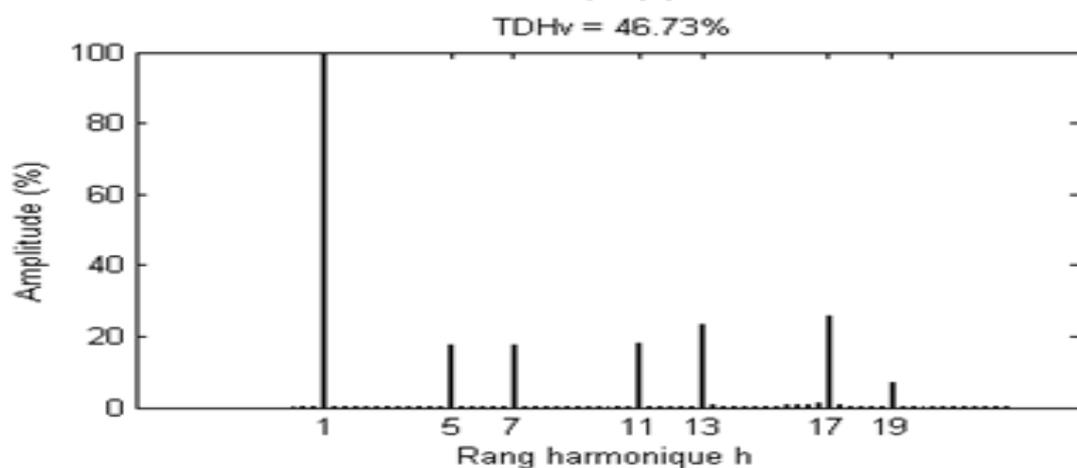
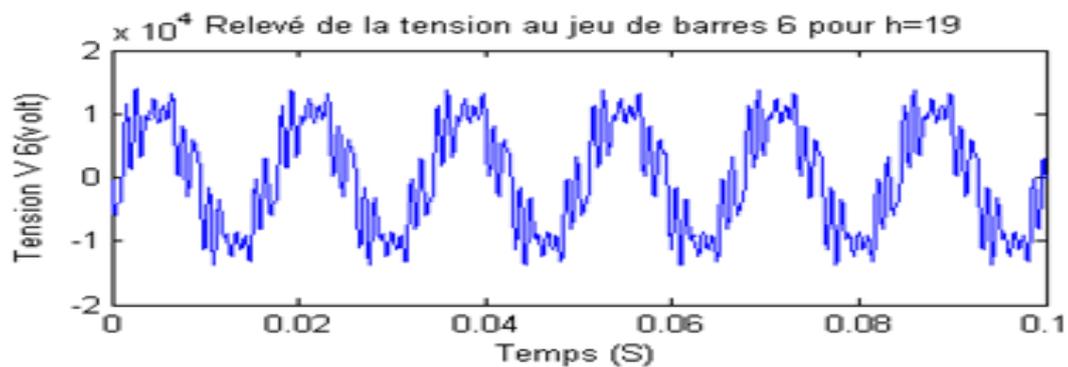
Pour $h=17$





Pour $h=19$





Discussion des résultats

Pour $h=1$ (fondamental), la forme du signal tension dans les jeux de barres (1, 5, 6, 8) est sinusoïdale, car leurs taux de distorsion harmonique en tension sont faibles (1,76%, 1,75%...).

La forme d'onde de tension au jeu de barres 1 est assez peu déformée pour les rangs harmoniques ($h=5, 7, \dots, 19$), à cause de l'éloignement de la source par rapport à la charge polluante. Pour cela, on peut conclure que la charge polluante n'a pas d'effet sur la source.

Pour les autres jeux de barres (5, 6, 8), on remarque que, plus le rang harmonique augmente, les valeurs de $THDv$ sont plus élevées, par conséquent la forme d'onde de tension s'éloigne significativement de la sinusoïde. La forte distorsion en tension s'explique par le fait que les jeux de barres sont proches de la source de pollution harmonique.

III.6.2. Etude comparative

III.6.2.1. Evolution des taux de distorsion harmonique pour les jeux de barres 1, 5, 6 et 8 pour différent rangs harmoniques

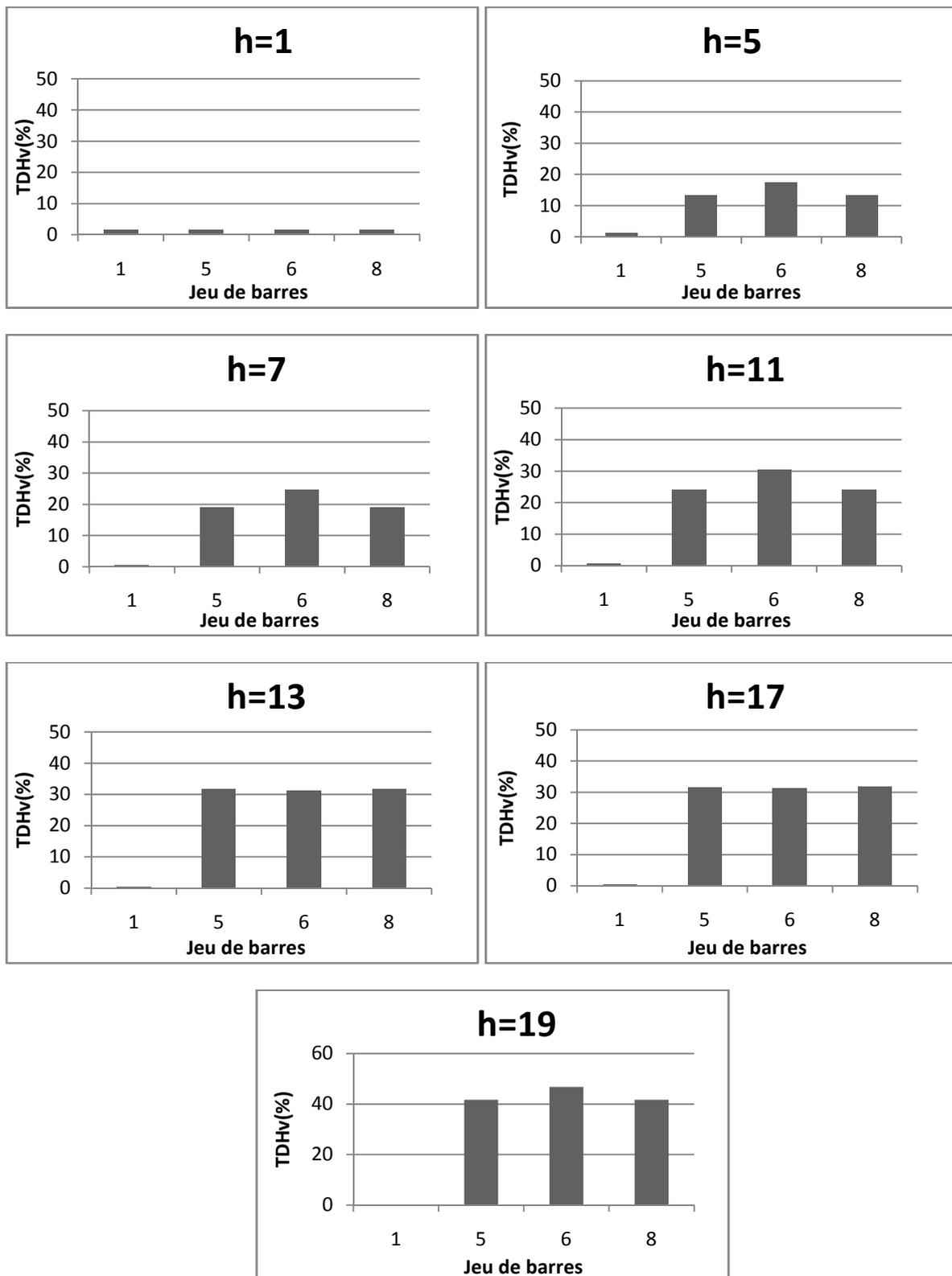


Figure (III.12) : Evolution des taux de distorsion harmonique pour les jeux de barres 1, 5, 6 et 8 pour différent rangs harmoniques

Discussions des résultats

D'après l'analyse des différentes figures précédentes, on constate que plus le jeu de barres est proche de la source polluante, le $TDHv$ est d'autant plus élevé, cela est remarquable pour le jeu de barres 6 où le $TDHv$ est très important (pour $h=5$ $TDHv$ au jeu de barres 6 égal à 17,47%). Par contre au jeu de barres 5, qui est relativement éloigné de la source harmonique, le $TDHv$ est moins élevé. Il est égal à 13,36 %.

III.6.2.2. Evolution du taux de distorsion harmonique en tension en fonction du rang harmonique h pour les jeux de barres 1, 5, 6 et 8

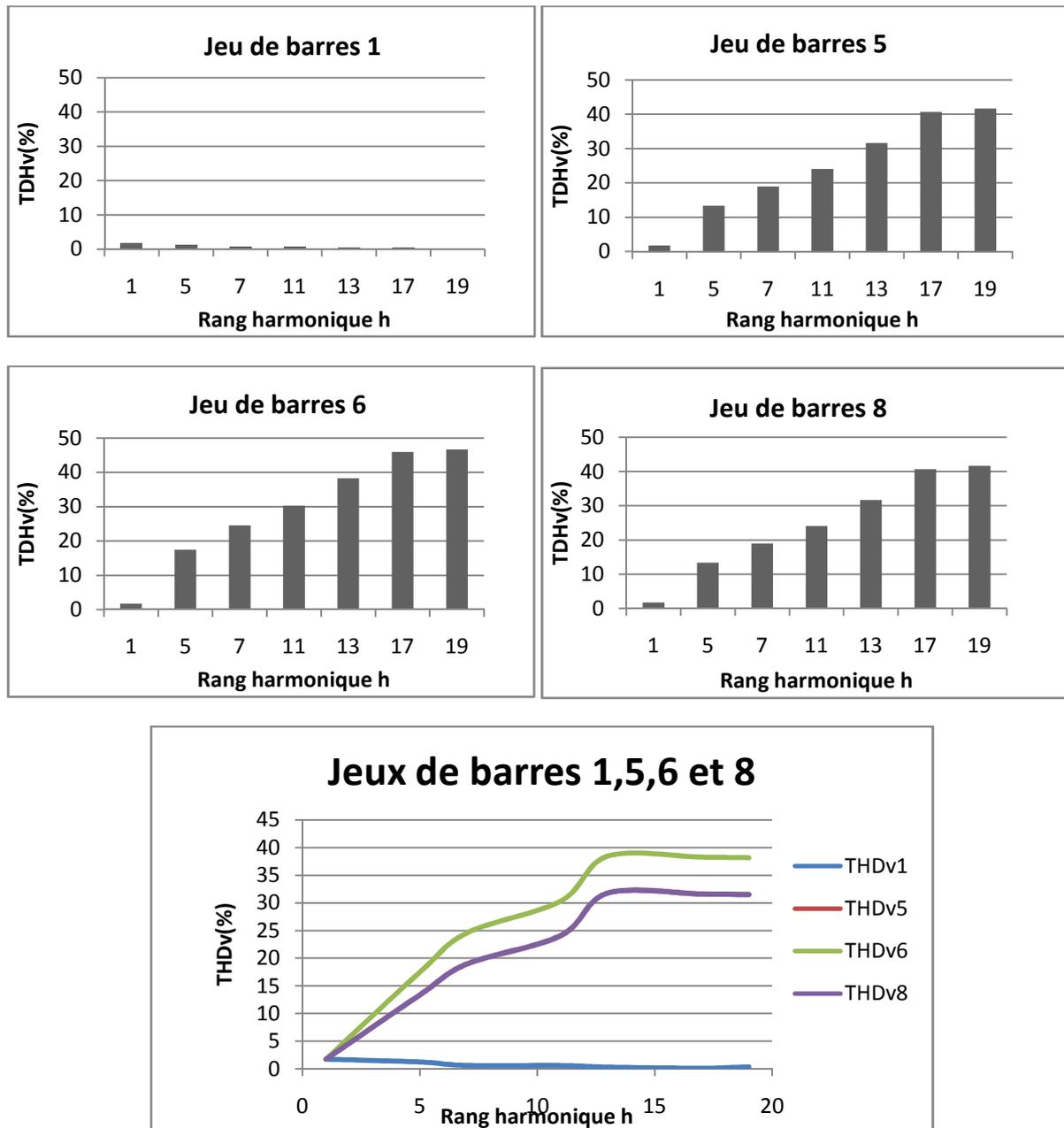


Figure (III.13) : Evolution du taux de distorsion harmonique en tension en fonction du rang harmonique h pour les jeux de barres 1, 5, 6 et 8

Interprétation des résultats

L'analyse des taux de distorsion harmonique en tension ($THDv$) en fonction du rang harmonique h , pour le jeu de barres 1, montre que les valeurs de $THDv$ sont faibles (par exemple pour $h=1$ $THDv=1,76\%$, $h=11$ $THDv=0,59$, $h=19$ $THDv=0,11\dots$) à cause de l'éloignement du jeu de barres 1 de la source polluante.

Pour les autres jeux de barres (5,6,8), l'évolution du rang harmonique engendre un accroissement considérable du taux de distorsion harmonique en tension jusqu'au 17^{ième} rang harmonique, puis commence à se stabiliser. Ceci est dû à l'effet de foisonnement (accumulation des charges perturbatrices dans le réseau électrique).

III.6.2.3. Evolution des taux de distorsion harmonique en tension en fonction du rang harmonique h pour les jeux de barres 9 et 13 (points de couplage commun) Etude de la zone de résonance et d'antirésonance

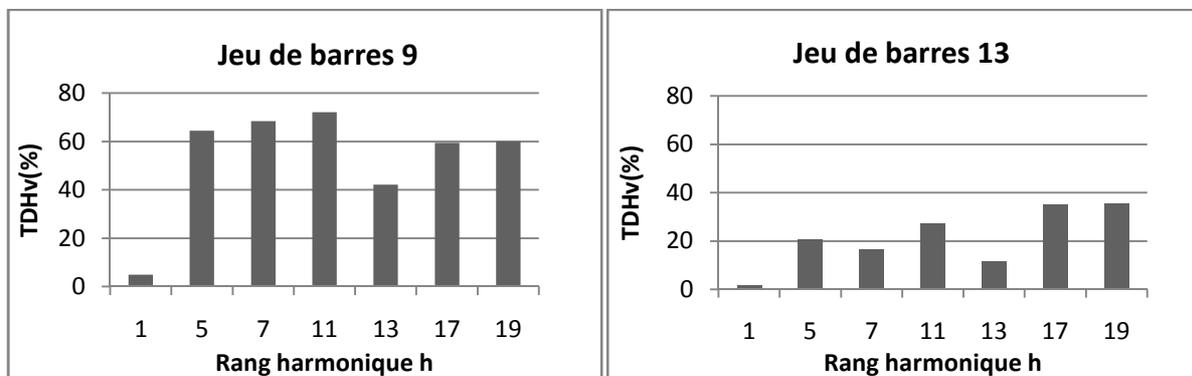


Figure (III.14) : Evolution de taux de distorsion harmonique en tension en fonction du rang harmonique h pour les jeux de barres 9 et 13 (point de couplage commun) Etude de la zone de résonance et d'antirésonance.

Dans cette étude, on s'intéresse particulièrement à la zone de résonance et d'antirésonance déterminée à partir du calcul de l'impédance harmonique. Ceci, pour mettre en évidence l'influence de la présence des condensateurs sur la fréquence de résonance et d'antirésonance.

Discussion des résultats

La distorsion en tension, la plus élevée est détectée au niveau du rang harmonique $h=11$ ($f=660\text{Hz}$) pour les deux jeux de barres 9 et 13 (jeu de barre 9 à $h=11$ $TDHV=72,09\%$), jeu de barre 13 à $h=11$, $TDHV=27,20\%$). Les résultats de l'analyse obtenus précédemment par le logiciel MATLAB/Simulink, ont montré que le phénomène de résonance apparaît au niveau du rang harmonique $h=11$ ($Fr=660\text{Hz}$) pour les deux jeux de barres 9 et 13. La forte distorsion harmonique en tension ($TDHV$) (pour les deux cas), s'explique par les valeurs élevées de la tension harmonique engendrée par le phénomène de la résonance.

En cas de résonance, la tension harmonique U_h ($U_h=Z_h I_h$) est amplifiée, ce qui implique l'évolution du taux de distorsion harmonique en tension $TDHv$, car le $TDHv$ est fonction de la tension harmonique U_h .

$$TDHv(\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^h U_h^2}}{U_1} \quad (\text{III. 15})$$

Au 13^{ième} rang harmonique ($f=780\text{Hz}$), les valeurs des taux de distorsion harmonique en tension sont les moins importantes pour les deux jeux de barres (jeu de barres 9 $TDHv=42,15\%$, jeu de barre 13 $TDHv=11,58\%$). D'après les résultats précédents de la simulation, on a constaté que la fréquence d'antirésonance est $F_{ar}=780\text{Hz}$ (au niveau du rang harmonique $h=13$ pour les deux jeux de barres considérés) ce qui donne naissance à une surintensité importante dans le réseau. Dans ce cas la tension harmonique U_h va diminuer ($U_h=\frac{Z_h}{I_h}$), ce qui engendre la diminution du $TDHv$.

Conclusion

Dans ce chapitre, on s'est intéressé à l'évaluation de l'impédance harmonique en utilisant MATLAB/Simulink.

Les résultats de l'étude montrent que la simulation du comportement du réseau étudié pour différentes charges, linéaires et non linéaires met en évidence que la présence des batteries de condensateurs dans un réseau électrique peut donner lieu à des fréquences de résonance et d'antirésonance.

Les perturbations harmoniques de tension diminuent avec l'éloignement de la source de pollution harmonique, mais si, en plus, la puissance de la source est très grande devant celle de la charge polluante, l'effet de cette dernière est négligeable.

Chapitre IV :

Les remèdes

Introduction

La présence d'harmoniques est synonyme d'une onde de tension ou de courant déformée. Cette déformation se traduit par des perturbations importantes causées par la présence des charges non linéaires dans les réseaux électriques.

L'existence de perturbations dans un réseau électrique conduit à prendre impérativement des dispositions afin d'atténuer ou d'éliminer leurs effets sur les équipements et les réseaux électriques.

Un certain nombre de solutions ont été développées pour l'élimination de la pollution au moyen d'équipements adaptés.

IV.1. Solutions traditionnelles

Les principales techniques traditionnelles pour résoudre les problèmes d'harmoniques sont:

IV.1.1. Transformateurs à couplage spécial [2]

Si une grosse charge linéaire est identifiée, on peut tout simplement l'isoler derrière un transformateur. Les transformateurs ayant la capacité de supprimer certains harmoniques sont: Les transformateurs HT/BT, étoile-zig zag et triangle-étoile. Ces couplages permettent d'avoir le minimum de distorsion au secondaire. En effet, dans ce cas, les courants harmoniques de rang 3 et leurs multiples sont éliminés.

Inconvénient : Les autres harmoniques (5,7,...), ne sont pas bloqués. Si l'impédance de la ligne est importante, cette dernière provoque une distorsion plus intense.

IV.1.2. Inductance anti-harmonique

Ce dispositif a pour objectif essentiel de protéger les batteries de condensateurs d'une surintensité due aux harmoniques.

La self doit être calculée de façon à ce que la fréquence de résonance ne corresponde à aucun des harmoniques présents dans l'installation. Cette règle permet de supprimer les risques de forts courants harmoniques dans les condensateurs.

IV.1.3. Équilibrage des charges non-linéaires

Les charges non linéaires doivent être réparties sur les différents transformateurs de l'installation de façon à ce que l'équilibre dans les réseaux soit réalisé.

IV.1.4. Raccordement de l'appareillage à un point de faible impédance

Le branchement de la charge non linéaire doit être réalisé sur la source présentant l'impédance la plus faible, ou sur un transformateur le plus puissant possible. Lorsque l'impédance de source est faible, la puissance de court-circuit est importante, ce qui réduit la puissance harmonique globale.

IV.1.5. Filtres passifs [1] [2]

Le filtre passif associe un condensateur en série avec une inductance, dans le but d'obtenir la fréquence de résonance sur un harmonique donné. Il est donc défini au cas par cas afin d'être accordé sur un harmonique précis à filtrer.

Le filtre passif est conçu pour offrir un chemin de faible impédance aux courants harmoniques, de façon à ce qu'ils circulent dans le filtre et non pas dans l'alimentation. Il peut être conçu pour un seul harmonique ou pour une série d'harmoniques.

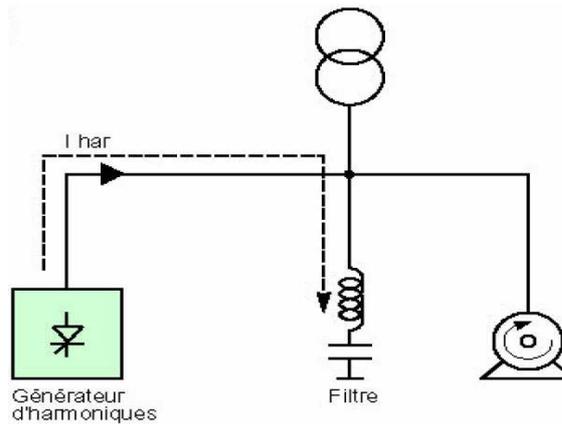


Figure (IV.1) : Principe d'utilisation d'un filtre passif.

Deux types de filtres passifs sont généralement utilisés :

IV.1.5.a. Filtre passif amorti:

Le filtre passif 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 généralement utilisé pour filtrer simultanément des harmoniques de rang élevé (supérieur à 11).

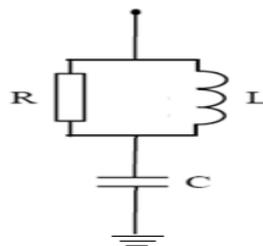


Figure (IV.2) : Structure du filtre amorti.

Les caractéristiques principales d'un filtre amorti sont :

1. Fréquence de résonance :

$$f_r \approx \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (\text{IV. 1})$$

2. Facteur de qualité :

$$F = \frac{R}{2\pi L f_r} \quad (\text{IV. 2})$$

IV.1.5.b. Filtre passif résonant [14]

Le filtre passif résonant (ou filtre shunt) est composé d'une inductance L en série avec un condensateur C.

Les valeurs d'inductance L et de capacité C sont calculées à la fréquence de résonance correspondante à la fréquence de l'harmonique à éliminer.

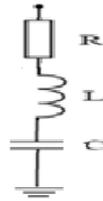


Figure : (IV.3) : Modèle d'un filtre passif résonant.

L'élimination de plusieurs courants harmoniques consiste à associer un ensemble de filtres où chacun d'entre eux agit sur le rang harmonique à éliminer.

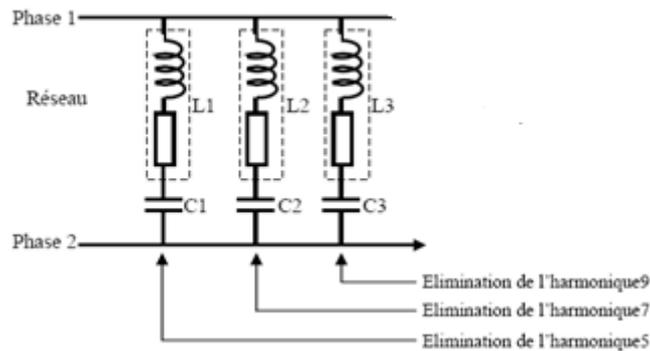


Figure (IV.4) : Filtrés résonants agissant sur plusieurs rangs harmoniques.

Inconvénients :

Malgré leur large utilisation dans l'industrie, ces dispositifs peuvent présenter beaucoup d'inconvénients :

- Manque de souplesse à s'adapter aux variations du réseau et de la charge,
- Équipements volumineux,
- Problèmes de résonance avec l'impédance du réseau.

IV.2. Solutions modernes

IV.2.1. Les filtres actifs [1] [2]

Un filtre actif est un convertisseur statique qui permet d'injecter dans le réseau des harmoniques en opposition de phase et d'amplitude, telle que l'onde résultante soit sinusoïdale. Pour cela, il génère un courant qui est composé des seuls harmoniques (même amplitude et en opposition de phase) du courant dans la charge.

Le filtre actif présente des avantages évidents :

- S'adapte à n'importe quelle charge,
- Pas d'interaction entre filtres adjacents,
- Pas de calcul préalable nécessaire,
- Large gamme de fonctionnement,
- Résistance à la surcharge.

Inconvénients : économiquement ces filtres sont très coûteux.

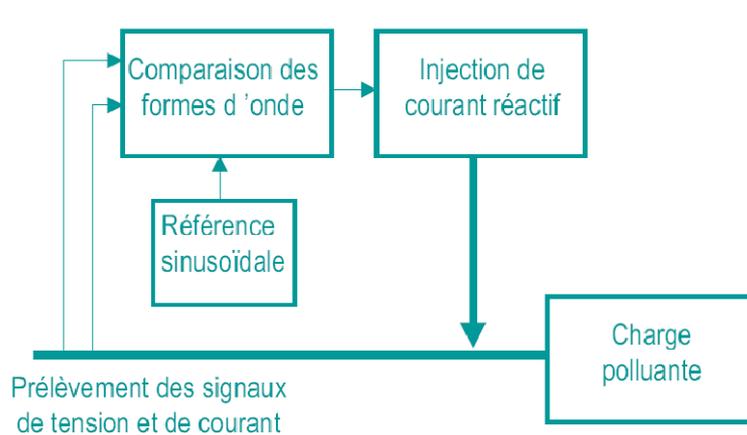


Figure (IV.5) : Principe de fonctionnement des filtres actifs. [2]

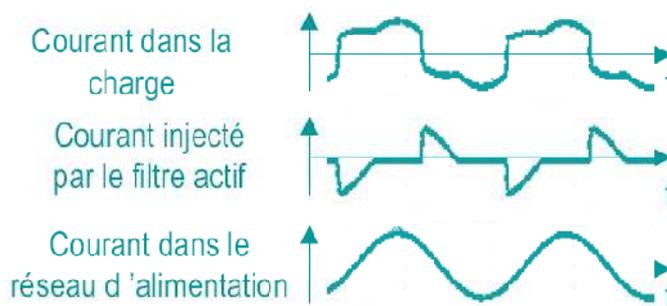


Figure (IV.6) : Correction des formes d'ondes par addition des courants.

Le filtre actif est connecté en série ou en parallèle, suivant qu'il est conçu, respectivement, pour compenser les tensions ou les courants harmoniques ou les deux à la fois.

IV.2.1.a. Filtre actif parallèle (compensation des courants harmoniques) [13]

Le filtre actif connecté en parallèle sur le réseau, est le plus souvent commandé comme un générateur de courant. Il injecte dans le réseau des courants perturbateurs égaux à ceux absorbés par la charge polluante, mais en opposition de phase avec ceux-ci. Le courant côté réseau est alors sinusoïdal.

L'objectif du filtre actif parallèle consiste à empêcher les courants perturbateurs (harmoniques, réactifs et déséquilibrés), produits par des charges polluantes, de circuler à travers l'impédance du réseau, située en amont du point de connexion du filtre actif.

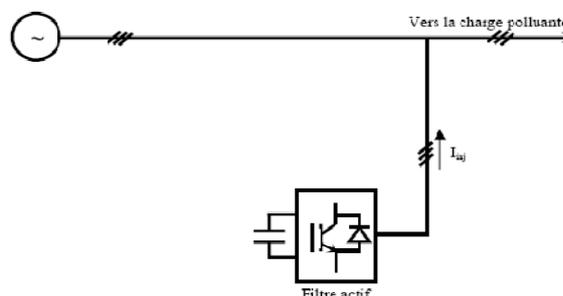


Figure (IV.7) : Filtre actif parallèle.

IV.2.1.b. Filtre actif série (compensation des tensions harmoniques)

Le filtre actif série se comporte comme une source de tension qui s'oppose aux tensions perturbatrices (creux, déséquilibre, harmonique) venant de la source et également à celles provoquées par la circulation des courants perturbateurs à travers l'impédance du réseau.

En conséquence, la tension aux bornes de la charge à protéger est purement sinusoïdale.

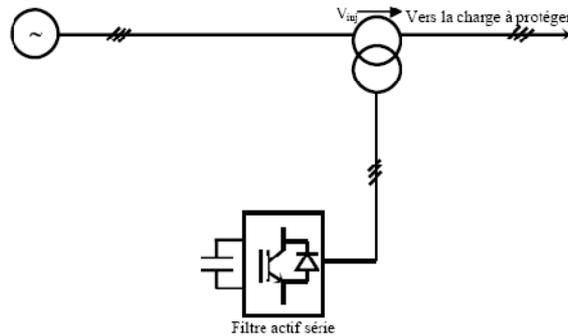


Figure (IV.8) : Filtre actif série.

IV.2.1.c. La combinaison parallèle-série d'un filtre actif (UPQC) [14]

Cette combinaison parallèle-série actifs, aussi appelée Unified Power Quality Conditioner (UPQC), résulte de l'association des deux filtres actifs parallèle et série, comme le montre la Figure (IV.9). Profitant des avantages des deux filtres actifs, l'UPQC assure un courant et une tension sinusoïdaux du réseau électrique à partir d'un courant et d'une tension perturbés de celui-ci.

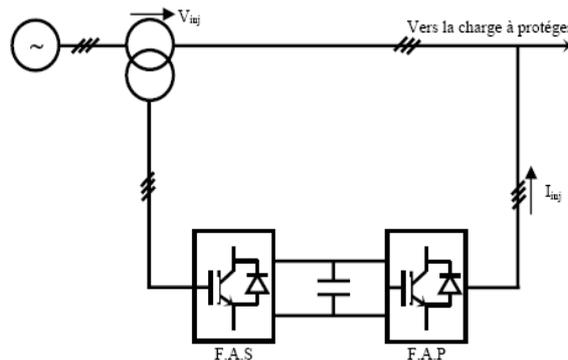


Figure (IV.9) : Combinaison parallèle-série actifs (UPQC).

IV.2.2. Filtre hybride [2]

De type série ou de type parallèle, il est constitué de l'association d'un compensateur actif et d'un filtre passif. Dans certains cas, cette solution est économiquement intéressante. Le filtre passif effectue le filtrage de base (rang 5, par exemple), et le compensateur actif, grâce à son action précise et dynamique, couvre les autres rangs.

Plusieurs configurations ont été présentées et, les plus étudiées étant :

- Le filtre actif série avec des filtres passifs parallèles,
- Le filtre actif série connecté en série avec des filtres passifs parallèles,
- Le filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle.

IV.2.2.a. Filtre actif série avec des filtres passifs parallèles :

Il empêche les courants harmoniques de circuler vers le réseau et les oblige à passer par les filtres passifs accordés à leurs fréquences.

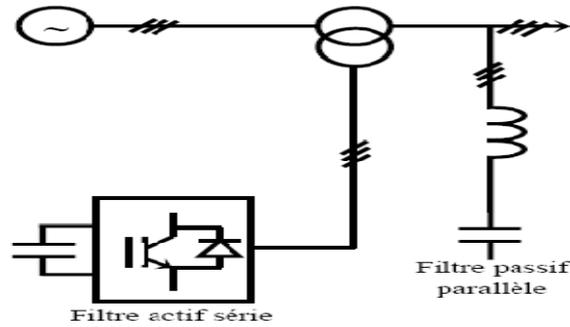


Figure (IV.10) : Filtre actif série avec des filtres passifs parallèle.

IV.2.2.b. Le filtre actif série connecté en série avec des filtres passifs parallèles

Il a le même principe que la combinaison d'avant avec l'avantage de réduire encore le dimensionnement du filtre actif série car le courant qui le traverse est plus faible.

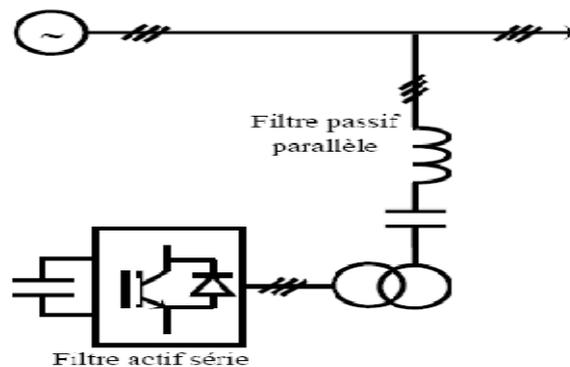


Figure (IV.11) : Filtre actif série connecté en série avec des filtres passifs parallèle.

IV.2.2.c. Le filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle

Le schéma de principe est donné sur la figure (IV.12) montrant l'association en parallèle avec la charge et l'onduleur, des filtres passifs, selon le nombre d'harmoniques que l'on désire éliminer. Le reste étant pris en charge par le filtre actif. On peut dire que le filtre actif suit le travail des filtres passifs.

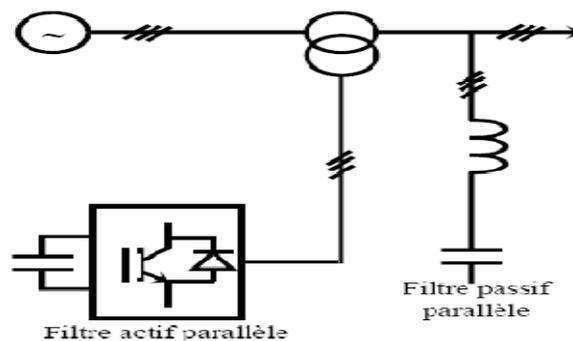


Figure (IV.12) : Filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle.

IV.2.3. Convertisseurs propres [15]

Plutôt que d'éliminer les harmoniques présents sur le réseau, il peut être intéressant de chercher à ne pas les produire. En effet, toutes les alimentations électroniques génératrices de courants déformés possèdent des équivalents non polluants. Le principe de ces appareils est

de contrôler les interrupteurs électroniques qu'ils contiennent de façon à ce qu'ils absorbent un courant à 50 Hz rigoureusement sinusoïdal.

Ces équipements tendent à se développer sous la pression des normes limitant la pollution harmonique. En raison de leur prix, ils sont toutefois peu répandus dans les appareils de grande diffusion.

Conclusion

Le traitement du problème d'harmoniques se fait par plusieurs méthodes.

Les solutions traditionnelles présentent de nombreuses contraintes pour répondre à un besoin actif de dépollution, elles sont souvent pénalisées en termes d'encombrement et de résonance. De plus, les filtres passifs ne peuvent pas s'adapter à l'évolution du réseau et aux charges polluantes.

De nouvelles solutions ont été mises au point : convertisseur propre, filtres actifs qui sont plus souples et performants mais plus coûteux.

Tous les moyens présentés dans ce chapitre peuvent être employés seuls ou simultanément.

Conclusion générale

Conclusion générale

La connaissance de l'impédance harmonique est une donnée nécessaire pour l'évaluation de l'impact d'une charge perturbatrice sur un réseau auquel elle est raccordée, afin de prendre en considération l'effet de cette dernière sur le réseau.

Dans la première partie de l'étude, nous avons traité l'évolution de l'amplitude de l'impédance harmonique en fonction du rang harmonique h , en l'absence et en présence de condensateur. Ceci nous a permis de d'évaluer l'impact de la présence du condensateur sur les réseaux électriques, en termes de surtension et de surintensité.

Les résultats obtenus par calcul et par simulation, sont proches, en termes de fréquences de résonance et d'antirésonance, mais, avec une légère différence d'amplitude de l'impédance harmonique. Cela est due au fait que les modèles des transformateurs et de la charge perturbatrice utilisés sous MATLAB /Simulink sont différents de ceux utilisés par calcul.

Dans la partie consacrée à l'analyse harmonique, les résultats de l'étude on montré que le taux de distorsion harmonique en tension diminue, avec l'éloignement des autres éléments de la source de pollution harmonique. Ainsi, la charge perturbatrice n'a pas d'effet notable sur la source d'alimentation.

Les phénomènes de résonance et d'antirésonance peuvent engendrer des risques sur les appareils connectés au réseau électrique. Par conséquent, le surdimensionnement des éléments du réseau est une donnée nécessaire pour pouvoir, d'une part, diminuer la puissance des batteries de compensation, et d'autre part, d'augmenter la puissance de court-circuit disponible. Cette solution peut être très coûteuse.

Par ailleurs, des solutions de filtrage des harmoniques, développées dans le chapitre quatre, peuvent, également, être envisagées.

Références bibliographiques

Bibliographie

[1] Cahiers techniques Schneider Electrique

N° 152 : « Perturbations harmoniques dans les réseaux pollués, et leur traitement ».

N° 199 : « La qualité de l'énergie électrique ».

[2] Sites Internet

[www.gesi.asso.fr/documentlibre /document.html/](http://www.gesi.asso.fr/documentlibre/document.html/)

www.mgeups.com [http://www.harmoniques](http://www.harmoniques.htm) .htm .com

www.abb.be

[3] M. FERHI, S. MANSOURI

« Etude expérimentale des perturbations harmoniques générées par des redresseurs : Application à un laboratoire d'électronique de puissance ». Mémoire d'Ingénieur de l'UMMTO, Juillet 2006.

[4] H. KAOUARA

« Application d'un filtre actif série au contrôle de la tension d'un réseau basse tension ». Mémoire de Magister. Université de BATNA, 2006.

[5] Francisco C. De la Rosa

Distribution Control Systems, Inc.

Hazelwood, Missouri, U.S.A.

« HARMONICS AND POWER SYSTEMS ».

Published in 2006 by

CRC Press

Taylor & Francis Group

[6] C. FETHA

« Analyse et amélioration de l'indice de la non symétrie de tension dans la qualité de l'énergie électrique ». Thèse de Doctorat de l'Université de Batna, Mai 2006.

[7] T. DEFLANDRE, P.MAURAS

« Les harmoniques sur les réseaux électriques ». Direction des études et recherches d'EDF.

Edition EYROLLES, Paris, 1998.

[8] E. FELICE

« Perturbations harmoniques, effets, origines, mesures, diagnostic, remèdes ». DUNOD, Paris, 2000.

[9] T. DEFLANDRE, A.ROBERT

« Guide pour l'évaluation de l'impédance harmonique du réseau », collecte des notes internes de la direction de la recherche d'EDF. S E R, Janvier 1996.

[10] H. BESSAI

« Etude déterministe de la propagation des harmoniques dans les réseaux d'énergie électrique ». Mémoire de Magister, UMMTO, 2000.

[11] Z. HADOU ELHADJ, A. HADJEM, L. OUCHENE

« Evaluation de l'impédance harmonique sur les réseaux de distribution ». Mémoire d'Ingénieur, UMMTO, 2000.

[12]: A. AOUDER, M.HADJEBELKACEM

« Evaluation de l'impédance harmonique avec la méthode des variables d'états ». Mémoire d'Ingénieur, UMMTO, 2006.

[13] M. A. E. ALALI

« Contribution à l'Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux Electriques Basse Tension ». Thèse de Doctorat, Université Louis Pasteur Strasbourg, 2002.

[14] S .A. TADJER

« Etude d'un système de compensation d'harmoniques en utilisant un générateur photovoltaïque GPV ». Mémoire de Magister, Université de BOUMERDES, 2008.

[15] R. OTT

Qualité de la tension, harmoniques. EDF recherche et développement.

[16] Test Systems for Harmonics Modeling and Simulation

Task Force on Harmonics Modeling and Simulation

Transmission & Distribution Committee

IEEE Power Engineering Society

Résumé

L'énergie électrique est un facteur essentiel pour le développement et l'évolution des sociétés. Le producteur de l'électricité, doit assurer la continuité de service et de garantir la qualité de la fourniture sous forme d'une tension parfaitement sinusoïdale.

L'apparition d'éléments constitués à base des composants d'électronique de puissance engendre sur les réseaux des modifications de l'onde de tension. Ce genre d'appareils, dit "non-linéaires" participe à la pollution harmonique des réseaux électrique. Celle ci, peut perturber le fonctionnement normal des équipements électrique connecté au réseau.

L'existence des harmoniques dans un réseau électrique, incite à prendre impérativement des dispositions, afin d'atténuer ou d'éliminer leurs conséquences sur les appareils sensibles.

La connaissance de l'impédance harmonique est une donnée nécessaire pour l'évaluation de l'impact d'une charge perturbatrice sur un réseau auquel elle est raccordée, afin de prendre en considération l'effet de cette dernière sur le réseau.

Les phénomènes de résonance et d'antirésonance peuvent engendrer des risques sur les appareils connectés au réseau électrique. Par conséquent, le surdimensionnement des éléments du réseau est une donnée nécessaire pour pouvoir, d'une part, diminuer la puissance des batteries de compensation, et d'autre part, d'augmenter la puissance de court-circuit disponible. Cette solution peut être très coûteuse.

Par ailleurs, des solutions de filtrage des harmoniques, développées dans le chapitre quatre, peuvent, également, être envisagées.