

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



## **Mémoire de Fin d'Étude**

Présenté à

**L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued**

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

En vue de l'obtention du diplôme de

## **MASTER ACADEMIQUE**

En Réseaux électriques

Présenté par

**LACHEHEB Tahar et YOUMBAI Yacine**

# **Thème**

**Compensation des Harmoniques de Courant au  
Niveau des Réseaux Electriques par Filtre Actif  
Parallèle dans les Conditions de Fonctionnement  
Perturbées**

Soutenu le 25/05/2016 Devant le jury composé de :

Mr. KECHIDA Ridha

Maître Assistant

Président

Mr. MESBAHI Nadhir

Maître de Conférences

Rapporteur

Mr. BABABAARBI M. Idris

Maître Assistant

Examineur

**Année Universitaire 2015/2016**

## *Remerciements*

Je tiens à remercier mon directeur de mémoire Monsieur Nadhir MESBAHI, Maître de Conférences à l'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued, d'avoir accepté de diriger mon travail. Je le remercie également pour sa disponibilité totale et ses encouragements dans toutes les phases du travail, qu'il trouve ici ma grande reconnaissance.

Nous adressons nos chaleureux remerciements aux membres du jury :

Ridha KECHIDA

Mohammed Idris BABABAARBI

Nous souhaitons également remercier tous les enseignants ayant assurés nos cours pendant nos années d'études.

# Liste des Tableaux

## **Chapitre I**

Tableau I.1 Limite des composantes harmoniques en courant (norme CEI 61000-3-2)	13
Tableau I.2 Comparaisons entre le filtre passif et le filtre actif	20

## **Chapitre II**

Tableau II.1 Tensions en sortie de l'onduleur	26
Tableau II.2 Les modes de compensation de la commande des puissances instantanées	32

## **Chapitre III**

Tableau III.1 Paramètres de simulation d'un filtre actif parallèle	39
Tableau III.2 Comparatif de performance des différentes méthodes de compensation	48

# Liste des Figures

## Chapitre I

Figure I.1.	Creux de tension	5
Figure I.2.	Déséquilibre du système triphasé de tension	6
Figure I.3.	Variation de fréquence	7
Figure I.4.	Harmoniques	7
Figure I.5.	Modélisation d'une charge non-linéaire	8
Figure I.6.	Différentes types de filtres harmoniques passifs	14
Figure I.7.	Principe d'un filtre actif parallèle	17
Figure I.8.	Filtre actif série	18
Figure I.9.	Filtre combiné parallèle-série ( <i>UPQC</i> )	19

## Chapitre II

Figure II.1.	Circuit de puissance du filtre actif parallèle	24
Figure II.2.	Représentation vectorielle des tensions générées par l'onduleur	27
Figure II.3.	Schéma représentant le principe de séparation des puissances	30
Figure II.4.	Schéma de principe de la méthode d'identification des puissances instantanées	31
Figure II.5.	Schéma bloc du <i>FMV</i>	33
Figure II.6.	Schéma de principe de la méthode d'identification des puissances instantanées modifiée	34
Figure II.7.	Génération des courants de référence par l'algorithme du filtre de coupe-bande	34
Figure II.8.	Principe de commande des courants par hystérésis	36

## Chapitre III

Figure III.1.	Performances de la compensation par la méthode $p-q$ (tensions de source sinusoïdales équilibrées)	41
Figure III.2.	Performances de la compensation par la méthode $p-q$ (tensions de source sinusoïdales déséquilibrées)	42
Figure III.3.	Performances de la compensation par la méthode $p-q$ (tensions de source équilibrées contenant des harmoniques)	43

---

Figure III.4.	Performances de la compensation par la méthode $p-q$ modifiée (tensions de source sinusoïdales équilibrées)	44
Figure III.5.	Performances de la compensation par la méthode $p-q$ modifiée (tensions de source sinusoïdales déséquilibrées)	44
Figure III.6.	Performances de la compensation par la méthode $p-q$ modifiée (tensions de source équilibrées contenant des harmoniques).	45
Figure III.7.	Performances de la compensation par la méthode coupe bande (tensions de source sinusoïdales équilibrées)	45
Figure III.8.	Performances de la compensation par la méthode coupe bande (tensions de source sinusoïdales déséquilibrées).	46
Figure III.9.	Performances de la compensation par la méthode coupe bande (tensions de source équilibrées contenant des harmoniques)	46
Figure III.10.	Performances de la compensation par la méthode $p-q$ modifiée pour une variation de charge	47

# Liste des Symboles et Notations

## Liste des Symboles

$h$	Rang de l'harmonique
$p$	Puissance active
$q$	Puissance réactive
$S$	Puissance apparente
$D$	Puissance déformante
$R$	Résistance
$I$	Courant
$P_j$	Perte joule
$e_{sa}, e_{sb}, e_{sc}$	Tensions instantanées simples du réseau
$v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$	Tensions instantanées au point de couplage
$i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$	Courants débités par le réseau
$R_f$	Résistance du filtre de sortie
$L_f$	Inductance du filtre de sortie
$v_{dc}$	Tension continue du bus continu
$S_{ki}$	Fonction de commutation
$i_\alpha, i_\beta$	Courant de charge selon les axes $(\alpha, \beta)$
$i_{ref\alpha}, i_{ref\beta}$	Courants de référence
$\tilde{p}, \tilde{q}$	Composantes alternatives de $p$ et $q$

## **Liste des Notations**

THD	Total Harmonic Distortion
CEI	Commission Electrotechnique Internationale
EDF	Electricité De France
FAP	Filtre actif parallèle
FMV	Filtre Multi-Variable
FP	Facteur de Puissance
FPB	Filtre Passe-Bas
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
UPFC	Unified Power Quality Conditioner
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor

# Sommaire

<b>Introduction Générale</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre I : Problématique des Harmoniques et les Solutions Possibles</b>	<b>3</b>
I.1. Introduction	4
I.2. Paramètres de la qualité de l'énergie électrique	4
I.3. Perturbations électriques et leurs origines	5
I.3.1. Creux et coupures de tension	5
I.3.2. Fluctuations de tension	5
I.3.3. Déséquilibre du système triphasé de tension	6
I.3.4. Variation de fréquence	6
I.3.5. Harmoniques et interharmoniques	7
I.4. Origine des harmoniques	8
I.4.1. Source harmonique identifiable	9
I.4.2. Source harmonique non identifiable	9
I.5. Caractérisation des perturbations harmoniques	9
I.5.1. Taux de distorsion harmonique	9
I.5.2. Facteur de puissance	10
I.6. Conséquences de la distorsion harmonique	11
I.7. Normes et réglementations	12
I.8. Solutions de dépollution des réseaux électriques	13
I.8.1. Solutions traditionnelles	14
I.8.1.1. Filtre passif	14
I.8.1.2. Coût du filtre passif	15
I.8.2. Solutions modernes	16
I.8.2.1. Filtres actifs	16
I.8.2.2. Classification des filtres actifs	17
I.8.2.3. Filtre actif parallèle	17
I.8.2.4. Filtre actif série	18
I.8.2.5. Filtre combiné parallèle-série	18
I.8.2.6. Filtre actif multiniveaux	19
I.8.2.7. Coût du filtre actif	20

I.9. Comparaison générale entre le filtre passif et le filtre actif	20
I.10. Conclusion	21
<b>Chapitre II : Modélisation et Commande du Filtre Actif Parallèle</b>	<b>22</b>
II.1. Introduction	23
II.2. Structure du filtre actif	23
II.3. Modélisation de l'onduleur de tension	24
II.3.1. Tension générées par l'onduleur	25
II.3.2. Représentation vectorielle des tensions générées	26
II.4. Commande du filtre actif	27
II.4.1. Identification des courants harmoniques	27
II.4.2. Généralités sur les méthodes d'identification	28
II.4.2.1. Méthode de puissance réelle et imaginaire instantanée	28
II.4.2.2. Méthode des puissance réelle et imaginaire instantanées modifiée	32
II.4.2.3 Algorithme de commande basé sur le filtre Notch (coupe-bande)	34
II.5. Stratégie de commande de l'onduleur	35
[ II.5.1. Commande par hystérésis	35
[ II.5.2. Commande par hystérésis modulée	36
II.5.3. Commande par MLI sinusoïdal	36
II.6. Conclusion	37
<b>Chapitre III : Simulation et Interprétations des Résultats</b>	<b>38</b>
III.1. Introduction	39
III.2. Résultats de simulation	39
III.2.1. Résultats de la méthode de puissance réelle et imaginaire instantanées	40
III.2.2. Résultats de la méthode de puissance réelle et imaginaire instantanées modifiée	44
III.2.3. Résultats de la méthode du filtre coupe bande	45
III.2.4. Variation de la charge	47
III.3. Etude comparative	48
III.4. Conclusion	48
<b>Conclusion Générale</b>	<b>49</b>
<b>Références Bibliographiques</b>	<b>50</b>

# Introduction Générale

Ces dernières années, l'utilisation croissante des dispositifs d'électronique de puissance dans les systèmes électriques a entraîné de plus en plus de problèmes liés aux perturbations ou distorsions harmoniques des réseaux électriques. Ce phénomène touche l'ensemble des secteurs industriels [1].

Malheureusement ces grands avantages ne manquent pas d'inconvénients; le plus grand inconvénient est que les convertisseurs statiques sont des charges non linéaires qui absorbent des courants non sinusoïdaux, ce qui est très mauvais pour le réseau électrique, car une dégradation de la qualité de l'énergie électrique sera une conséquence directe de l'utilisation de ces convertisseurs.

Pour atténuer ces perturbations et ainsi améliorer la qualité de l'énergie électrique distribuée, plusieurs solutions existent. Parmi ces solutions, l'utilisation des filtres passifs est la plus ancienne. Elle consiste à empêcher le courant harmonique produit par une charge polluante de se propager sur le reste du réseau en le piégeant dans un circuit d'éléments passifs connecté en parallèle avec la charge. Malgré sa simplicité et son faible coût, le filtre passif est lié aux variations de l'impédance de la source et peut mener à une résonance non voulue avec le réseau. De plus, ce type de filtre présente une non-adaptabilité aux variations de la charge et du réseau.

Pour faire face à une multitude de problèmes liés à la dégradation de la qualité de l'onde dans les réseaux de distribution électrique, plusieurs compensateurs actifs shunts sont mis en œuvre par des chercheurs.

Il est à signaler que la qualité et les performances de la compensation des harmoniques sont étroitement liées à l'algorithme utilisé pour la détermination des courants harmoniques. A cet effet, on s'est intéressé à la comparaison entre les trois stratégies d'identification des courants harmoniques. L'objectif est d'assurer les performances désirées lors des conditions de fonctionnement idéales ou sévères pour les courants de charge et/ou les tensions de la source.

Ce rapport de mémoire est organisé de la manière suivante :

Le premier chapitre débute avec la problématique des harmoniques, leurs origines, leurs conséquences et la réglementation. Ensuite, les différentes solutions traditionnelles et modernes de filtrage possibles sont présentées.

Dans le deuxième chapitre, nous présenterons l'étude du filtre actif, du principe de fonctionnement à la modélisation. Nous présenterons dans ce chapitre les techniques d'identifications des courants harmoniques, en particulier, de synthèses de méthode quand les conditions de fonctionnement perturbées sont posés.

Dans le troisième chapitre, nous élaborons plusieurs cas de simulation du système de compensation des harmoniques par un filtre actif parallèle. Enfin, nous concluons ce manuscrit par une étude comparative des trois méthodes d'identification des courants harmoniques. Nous montrons leurs avantages et limites.

Finalement une conclusion générale résumera tous les résultats obtenus dans ce présent mémoire.

# **Chapitre I**

## **Problématique des Harmoniques et les Solutions Possibles**

## I.1. Introduction

L'énergie électrique est généralement distribuée sous la forme de trois tensions constituant un système sinusoïdal triphasé. Un des paramètres de ce système est la forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde [2].

La qualité de l'énergie fournie dépend directement de la qualité de la tension au point de livraison. Cette tension subit généralement beaucoup de perturbations généralement classées selon deux origines distinctes :

- Les perturbations de tension, liées à l'impédance des réseaux et à la circulation de courants perturbateurs, comme les courants harmoniques, déséquilibrés et réactifs liés à la charge ;
- Les perturbations de tension (tensions harmoniques ou déséquilibrées, creux de tension...) causées principalement par les producteurs d'énergie électrique [3].

Nous commencerons ce chapitre par un exposé des principaux défauts affectant la tension et le courant du réseau électrique. Nous parlerons également de leurs origines, des conséquences matérielles et des normes internationales imposées aux utilisateurs.

Nous discuterons ensuite des solutions traditionnelles et modernes utilisées pour pallier aux problèmes liés aux perturbations harmoniques [4].

## I.2. Paramètres de la qualité de l'énergie électrique

L'énergie électrique est fournie sous forme de tension constituant un système sinusoïdal triphasé dont les paramètres caractéristiques sont les suivants:

- Les fluctuations ;
- Le déséquilibre ;
- La fréquence ;
- La forme d'onde.

La qualité de l'énergie peut être affectée, soit du fait de certains incidents inhérents à la nature physique et aux sujétions liées à l'exploitation du réseau, soit du fait de certains récepteurs. Ces défauts se manifestent sous forme de différentes perturbations affectant un ou plusieurs des quatre paramètres précédemment définis. On a donc quatre possibilités distinctes de perturbation [5].

### I.3. Perturbations électriques et leurs origines

Les perturbations électriques affectant l'un des quatre paramètres cités précédemment peuvent se manifester par : un creux ou une coupure de tension, une fluctuation de tension, un déséquilibre du système triphasé de tension, une variation de la fréquence, la présence d'harmoniques et/ou d'interharmoniques [4].

#### I.3.1. Creux et coupures de tension

Le creux de tension est une diminution brutale de la tension à une valeur située entre 10% et 90% de la tension nominale pendant une durée allant de 10 ms jusqu'à quelques secondes.

Les creux de tension sont dus à des phénomènes naturels comme la foudre, ou à des défauts sur l'installation ou dans les réseaux tant publics que ceux des utilisateurs. Ils apparaissent également lors de manoeuvres d'enclenchement mettant en jeu des courants de fortes intensités (moteurs, transformateurs, etc.).

Une coupure de tension quand à elle est une diminution brutale de la tension à une valeur supérieure à 90% de la tension nominale ou disparition totale pendant une durée généralement comprise entre 10 ms et une minute pour les coupures brèves et supérieure à une minute pour les coupures longues. La plupart des appareils électriques admettent une coupure totale d'alimentation d'une durée inférieure à 10 ms. La Figure I.1 montre un exemple de creux de tension [4].

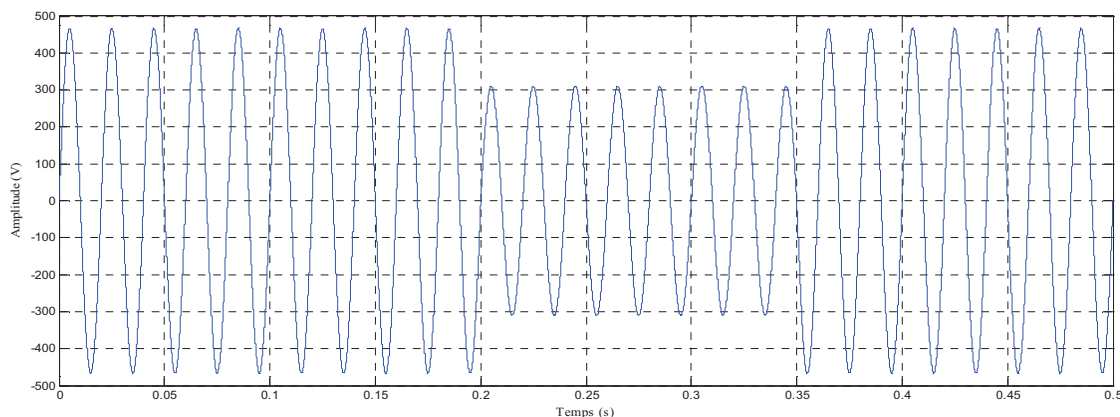


Fig. I.1. Creux de tension.

#### I.3.2. Fluctuations de tension

Les fluctuations de tension sont des variations périodiques ou erratiques de l'enveloppe de la tension. Ce sont des variations brutales de l'amplitude de la tension situées dans une

bande de  $\pm 10\%$  et se produisent sur un intervalle de temps de quelques centièmes de secondes. Elles sont en particulier dues à la propagation sur les lignes du réseau de courants d'appel importants. L'origine principale de ces courants est le fonctionnement d'appareil dont la puissance absorbée varie de manière rapide, comme les fours à arc et des machines à souder. Ces fluctuations se traduisent par des variations d'intensité, visible au niveau de l'éclairage causant une gêne visuelle perceptible pour une variation de 1% de la tension. Ce phénomène de papillotement est appelée *flicker* [4].

### I.3.3. Déséquilibre du système triphasé de tension

Lorsque les trois tensions ne sont pas identiques en amplitude et/ou ne sont pas décalées d'un angle de  $120^\circ$  les unes par rapport aux autres, on parlera de déséquilibre du système triphasé comme le montre la Figure I.2.

Un réseau électrique triphasé équilibré alimentant un récepteur électrique triphasé non équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau [5].

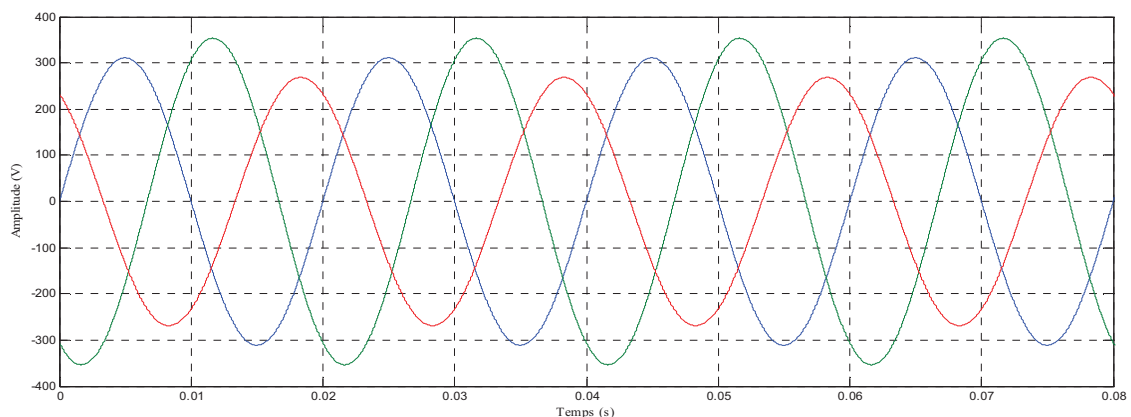


Fig. I.2. Déséquilibre du système triphasé de tension.

### I.3.4. Variation de fréquence

Une variation sensible de la fréquence du réseau peut apparaître sur les réseaux des utilisateurs non interconnectés ou alimentés par une source thermique autonome, comme le montre la Figure I.3. Au niveau des réseaux de distribution ou de transport, cette variation de la fréquence est très rare et n'est présente que lors de circonstances exceptionnelles, comme dans le cas de certains défauts graves sur le réseau. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle  $50 \text{ Hz} \pm 1\%$  [5].

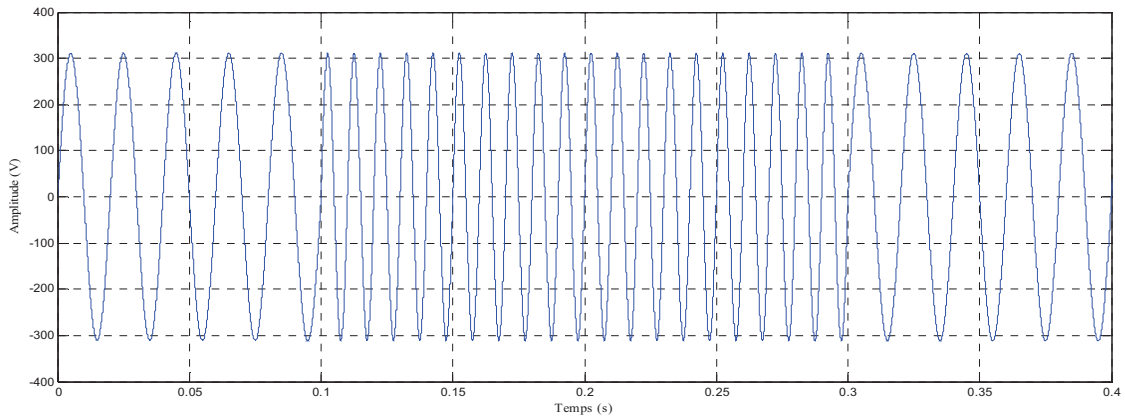


Fig. I.3. Variation de fréquence.

### I.3.5. Harmoniques et interharmoniques

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

La Figure I.4 montre la superposition de l'harmonique d'ordre 3 et l'harmonique d'ordre 5 sur un courant fondamental de fréquence 50 Hz. La principale source de la présence des harmoniques dans les réseaux électriques est l'utilisation de plus en plus croissante d'équipements de l'électronique de puissance à base de thyristors.

Les interharmoniques sont superposées à l'onde fondamentale mais ne sont pas des multiples entières de la fréquence du réseau. L'apparition des interharmoniques est en augmentation et leurs origines principales sont les convertisseurs de fréquence, les variateurs de vitesse et d'autres équipements similaires de contrôle-commande [5].

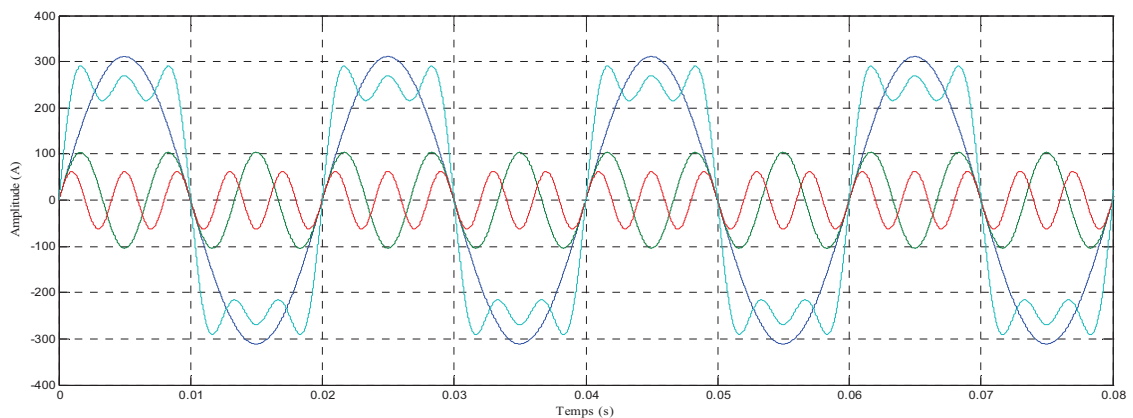


Fig. I.4. Harmoniques.

## I.4. Origine des harmoniques

Les harmoniques sont générées par des charges non linéaires absorbant un courant non sinusoïdal. Actuellement, les équipements à base de thyristors constituent la principale source de ces harmoniques. Ces appareils, dont les caractéristiques électriques varient avec la valeur de la tension, sont assimilables à des générateurs de courants harmoniques : appareils d'éclairage fluorescent, variateurs de vitesse, redresseurs, téléviseurs, ordinateurs, etc [4].

La façon la plus simple de représenter un courant non sinusoïdal est de considérer sa série de Fourier jusqu'à un rang significatif, c'est-à-dire en représentant les fréquences discrètes qui composent ce signal avec une précision souhaitée et une complexité acceptée. Dans ce cas-là, le courant absorbé par les charges non linéaires peut être généralement modélisé comme l'addition de plusieurs sources de courant, une pour chaque composante fréquentielle, mises en parallèle comme le montre la Figure I.5 [6].

$$(i)_h = (i)_0 + (i)_1 + \dots + (i)_n = (i)_0 + (i)_1 \sqrt{2} \cdot \cos(\omega t + \phi_1) + \dots + (i)_n \sqrt{2} \cdot \cos(\omega t + \phi_n) \quad (\text{I.1})$$

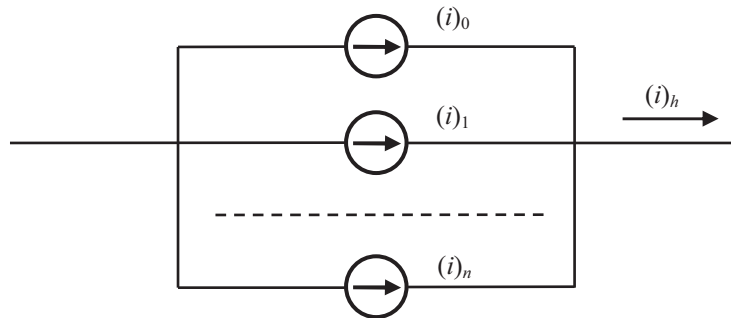


Fig I.5. Modélisation d'une charge non-linéaire.

Dans le cas d'un système triphasé équilibré, le modèle de la charge sera :

$$\begin{cases} (i_a)_h = (i)_0 + (i)_1 \sqrt{2} \cdot \cos(\omega t + \phi_1) + \dots + (i)_n \sqrt{2} \cdot \cos(\omega t + \phi_n) \\ (i_b)_h = (i)_0 + (i)_1 \sqrt{2} \cdot \cos\left(\omega t + \phi_1 - \frac{2\pi}{3}\right) + \dots + (i)_n \sqrt{2} \cdot \cos\left(\omega t + \phi_1 - n \frac{2\pi}{3}\right) \\ (i_c)_h = (i)_0 + (i)_1 \sqrt{2} \cdot \cos\left(\omega t + \phi_1 + \frac{2\pi}{3}\right) + \dots + (i)_n \sqrt{2} \cdot \cos\left(\omega t + \phi_1 + n \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (\text{I.2})$$

Il s'agit alors de sources génératrices de courants harmoniques qui peuvent être classées en deux types [7] :

#### I.4.1. Source harmonique identifiable

Les équipements dotés de dispositifs de l'électronique de puissance, notamment les redresseurs et les cycloconvertisseurs de puissances unitaires importantes, installés sur les réseaux haute et moyenne tensions sont typiquement des sources harmoniques identifiables. Avec ce type de charge non linéaire, le distributeur de l'énergie est capable d'identifier le point d'injection des harmoniques et de quantifier la perturbation provoquée. Dans ce cas, c'est l'utilisateur qui doit se procurer des moyens nécessaires à la réduction de cette perturbation [7].

#### I.4.2. Source harmonique non identifiable

Ce type de générateur de courants harmoniques est principalement représenté par les appareils utilisés dans les domaines électro-domestiques ou tertiaires tels que les téléviseurs et les microordinateurs. Vu leur très large diffusion, ces équipements comportant souvent un redresseur monophasé à diodes avec un condensateur de lissage, prélèvent de courants harmoniques non négligeables au réseau. Dans ce cas, il est de la responsabilité du distributeur de l'énergie électrique d'empêcher la propagation de la perturbation harmonique sur le réseau puisque individuellement chaque utilisateur génère un faible taux d'harmonique [7].

### I.5. Caractérisation des perturbations harmoniques

Différentes grandeurs sont définies pour caractériser la distorsion en régime déformé. Le taux global de distorsion harmonique (THD) et le facteur de puissance sont les plus employés pour quantifier respectivement les perturbations harmoniques et la consommation de puissance réactive [4].

#### I.5.1. Taux de distorsion harmonique

On utilisera le terme THD (Total Harmonic Distortion) pour désigner le taux de distorsion harmonique. Le THD s'exprime par rapport à la fréquence fondamentale et caractérise l'influence des harmoniques sur l'onde de signal déformée. Deux taux de distorsion harmonique sont distingués :

- Le taux de distorsion harmonique en courant, noté  $THD_i$
- Le taux de distorsion harmonique en tension, noté  $THD_v$

Le premier s'exprime sous la forme :

$$THD_i = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2} \quad (I.3)$$

Avec :  $I_1$  la valeur efficace du courant fondamental et  $I_h$  les valeurs efficaces des différentes harmoniques du courant.

Le  $THD_i$  ne dépend que des valeurs efficaces du courant de charge. En revanche, le  $THD_v$  est fonction des courants harmoniques, caractérisant la charge, et de l'impédance de court-circuit, imposée par le réseau : [7]

$$THD_v = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \left( \frac{V_h}{V_1} \right)^2} = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \left( \frac{|Z_{cc}^h|}{V_1^2} \right)} \quad (I.4)$$

$V_1$  : désigne la valeur efficace de  $v_1$ .

Ainsi, plus les impédances  $Z_{cc}^h$  ( $h > 1$ ) sont faibles, plus la distorsion en tension est faible.

### I.5.2. Facteur de puissance

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

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (I.5)$$

La puissance réactive  $Q$  est associée au courant fondamental. La puissance déformante  $D$  est due aux harmoniques de courant (avec  $D = 3V \sqrt{I_c^2 - I_{c1}^2}$  où  $I_c$  la valeur efficace du courant de la charge).

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

$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (I.6)$$

Le facteur de puissance sera toujours inférieur à 1. En posant :

$$P = 3 V \cdot I_{c1} \cdot \cos \phi \quad (\text{I.7})$$

on aura :

$$F_P = \frac{I_{c1}}{I_C} \cdot \cos \phi = F_{dis} \cdot \cos \phi \quad (\text{I.8})$$

où  $F_{dis}$  représente le facteur de distortion. Il vaut 1 lorsque le courant est parfaitement sinusoïdal et il décroît lorsque la déformation de l'onde s'accroît.  $\phi$  représente le déphasage entre le courant fondamental et la tension [4].

## I.6. Conséquences de la distorsion harmonique

De nombreux effets des harmoniques sur les installations et les équipements électriques peuvent être cités. Les effets les plus importants sont l'échauffement, l'interférence avec les réseaux de télécommunication, les défauts de fonctionnement de certains équipements électriques et le risque d'excitation de résonance [8]:

- **Echauffement**

Les pertes par effet Joule se décomposent en la somme des pertes issues du fondamental et de celles engendrées par les harmoniques [7]:

$$P_j = RI^2 + R \sum_{h=2}^{\infty} I_h^2 \quad (\text{I.9})$$

Ces pertes supplémentaires occasionnées par la présence des courants harmoniques réduisent le rendement des équipements tels que les moteurs, les transformateurs, ... etc.

- **Interférence avec les réseaux de télécommunication :**

Le couplage électromagnétique entre les réseaux électriques et de télécommunication peut induire dans ces derniers des bruits importants. Dans le cas de résonances, une partie des réseaux de télécommunication peut être rendue inutilisable [8].

- **Défauts de fonctionnements de certains équipements électriques :**

En présence des harmoniques, la tension (ou le courant) peut changer plusieurs fois de signe dans une demi période; par conséquent, tout appareil dont le fonctionnement est basé sur le passage par zéro des grandeurs électriques (appareils utilisant la tension comme référence) peut être perturbé [8].

- **Risque d'excitation de résonance :**

Les fréquences de résonance des circuits formés par des inductances du transformateur et des câbles sont normalement élevées. Ce n'est pas le cas lorsque des batteries de capacité sont raccordées au réseau pour relever le facteur de puissance; les fréquences de résonance peuvent devenir assez faibles, et coïncider ainsi avec celles des harmoniques engendrés par les convertisseurs statiques. Dans ce cas, il y aura des phénomènes d'amplification d'harmoniques [8].

## I.7. Normes et réglementations

L'objectif des normes et des réglementations est de limiter les dysfonctionnements occasionnés par les harmoniques. La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) définit le niveau des courants et des tensions harmoniques à ne pas dépasser par une série de normes de compatibilité électromagnétique (CEI 61000).

Nous pouvons citer à titre d'exemple :

**La norme CEI 61000-2-2 :** elle définit les niveaux de compatibilité de tensions harmoniques sur les réseaux publics basse tension. Cette norme vise à protéger les équipements raccordés sur un réseau basse tension déformé.

**La norme CEI 61000-3-2 :** cette norme représentée sur le tableau 1 fixe la limitation des courants injectés dans le réseau public pour des équipements dont le courant par phase est inférieur à 16 A. Il s'agit là des appareils du domaine domestique.

Les normes précitées sont obligatoires mais restent incomplètes et ne permettent pas de garantir totalement la compatibilité électromagnétique sur les réseaux publics. C'est la raison pour laquelle EDF émet quelques recommandations concernant le raccordement des utilisateurs sur le réseau.

EDF propose le contrat EMERAUDE à ces clients. Ce contrat stipule que les deux parties (fournisseur et récepteur) s'engagent à respecter les normes limitant les perturbations harmoniques. EDF s'engage aussi à atteindre des résultats négociés au préalable. Pour ce qui est de la puissance réactive, EDF autorise ses clients à en consommer, sans être facturé, jusqu'à 40% de la puissance active absorbée. Ce contrat a pour vocation, non pas de pénaliser les clients, mais de les inciter à faire des progrès [4].

Tableau I.1. Limite des composantes harmoniques en courant (norme CEI 61000-3-2).

Harmoniques impaires		Harmoniques paires	
Rang	Courant harmonique admissible maximal (A)	Rang	Courant harmonique admissible maximal (A)
3	2.30	2	1.08
5	1.14	4	0.43
7	0.77	6	0.30
9	0.40	$8 \leq h \leq 40$	$0.23 * 8/h$
11	0.33		
13	0.21		
$15 \leq h \leq 39$	$0.15 * 15/h$		

Les limitations en tension harmonique que les clients de EDF doivent respecter sont :

- Pour un harmonique pair :  $\frac{V_h}{V_1} \leq 0.6\%$
- Pour un harmonique impair :  $\frac{V_h}{V_1} \leq 1\%$
- Pour le taux de distorsion global de tension :  $THD < 1.6\%$  .

Il est d'usage de dire que, dans les installations industrielles, les tensions harmoniques dont le THD est inférieur à 5% ne produisent pas d'effet notable. Entre 5% et 7% on commence à observer des effets, et pour plus de 10% les effets sont quasi certains. Concernant la puissance réactive, EDF autorise ses clients à en consommer, sans être facturé, jusqu'à 40% de la puissance active absorbée. Cela se traduit, pour des charges linéaires, par un facteur de puissance  $\cos \phi \geq 0,928$  ou par un angle de phase  $\phi \leq 21.8^\circ$  [8].

D'autre part, la norme principale, IEEE 519-1992, recommended practices and requirements for harmonic control in power systems, détermine la procédure pour contrôler les harmoniques présents sur le réseau électrique. Elle impose également les limites recommandées de la pollution harmonique générée par les clients et de distorsion harmonique totale sur le réseau. Cette norme limite la distorsion harmonique THD du courant des réseaux < 69 kV à 5 % [7].

## I.8. Solutions de dépollution des réseaux électriques

Deux types de solutions sont envisageables. La première consiste à utiliser des convertisseurs statiques moins ou peu polluants, tandis que la seconde consiste en la mise

en oeuvre d'un filtrage des composantes harmoniques. La première classe de solutions s'intéresse à la conception tandis que la seconde consiste à compenser les courants ou les tensions harmoniques. Deux groupes de solutions de dépollution pour compenser toutes les perturbations peuvent être distingués : les solutions traditionnelles et les solutions modernes [1].

## I.8.1 Solutions traditionnelles

### I.8.1.1. Filtre passif

Les solutions les plus simples et les premières utilisées sont des solutions passives ou des modifications structurelles pour traiter directement les harmoniques. Elles utilisent des composants passifs (inductances, condensateurs, transformateurs) et /ou des branchements qui modifient le schéma de l'installation. En général, les filtres passifs sont connectés en parallèle avec les charges génératrices d'harmoniques (les redresseurs à diodes ou à thyristors, fours à arcs électriques,...etc.). L'association d'éléments capacitifs et inductifs en parallèle avec la charge polluante permet d'obtenir une résonance série accordée sur les rangs harmoniques à éliminer. Différents types possibles de filtres passifs destinés à compenser les courants harmoniques sont représentés sur la Figure I.6 [7].

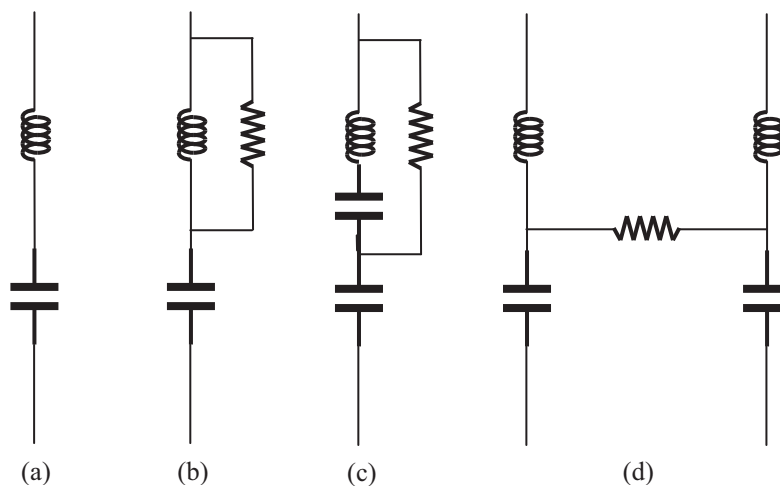


Fig. I.6. Différents types de filtres harmoniques passifs.

On différencie quatre types de filtres passifs : les filtres réglés à des fréquences déterminées, les filtres passe-haut, les filtres passe-bas et les filtres passe-bande. Le choix le plus commun pour le redresseur à thyristors de haute puissance consiste à utiliser une

combinaison de plusieurs filtres réglés à une seule fréquence (sur les harmoniques 5, 7, 11 et 13) et un filtre passe haut du deuxième ordre réglé autour de la fréquence de l'harmonique 17 [6].

La fonction de transfert de ces filtres passifs est donnée ci-après :

$$G(s) = \frac{\frac{1}{L_5}s}{s^2 + \frac{1}{C_5L_5}} + \frac{\frac{1}{L_7}s}{s^2 + \frac{1}{C_7L_7}} + \frac{\frac{1}{L_{11}}s}{s^2 + \frac{1}{C_{11}L_{11}}} + \frac{\frac{1}{L_{13}}s}{s^2 + \frac{1}{C_{13}L_{13}}} + \frac{\frac{1}{R_{17}}s^2 + \frac{1}{L_{17}}s}{s^2 + \frac{1}{R_{17}C_5}s + \frac{1}{L_{17}}} \quad (I.10)$$

Où  $L$ ,  $R$  et  $C$  représentent les différents paramètres du filtre de connexion.

Les filtres harmoniques passifs ont l'avantage de pouvoir corriger le facteur de puissance en dimensionnant correctement les condensateurs afin d'échanger une quantité déterminée de puissance réactive avec le réseau. Cependant, ces filtres présentent quelques inconvénients :

- L'impédance du réseau en présence des filtres peut faire apparaître des résonances ;
- Le filtrage passif peut absorber les courants harmoniques d'autres charges non linéaires et dans ce cas, le filtre passif peut être surchargé ;
- Le filtrage passif est peu flexible et, en cas de modifications dans le réseau, il peut avoir du mal à s'adapter aux nouveaux besoins du filtrage ;
- La conception des filtres passifs doit considérer la tolérance de fabrication et les dérives paramétriques qui apparaissent à l'usage.

Ainsi, avant d'installer un filtre de ce type, une étude détaillée doit être menée afin d'analyser, cas par cas, les risques de résonance et de surcharge [6].

### I.8.1.2. Coût du filtre passif

Le coût d'un filtre est de l'ordre de 5 à 15 % du coût de tout l'équipement de la station de conversion. Il est réparti entre la puissance réactive que doit générer le filtre et le filtrage des harmoniques, mais sans base logique de la division. Le but est donc de concevoir un filtre à coût minimum qui filtre adéquatement et qui fournit une partie de la puissance réactive. Fait important à noter, la capacité représente environ 60 % du coût total du filtre. Avec ces données, une conception précise du filtre est bien justifiée [9].

### I.8.2. Solutions modernes

Deux raisons principales ont conduit à concevoir une nouvelle structure de filtrage moderne et efficace appelée filtre actif. La première raison est due aux inconvénients inhérents des solutions traditionnelles de dépollution qui ne répondent plus à l'évolution des charges et des réseaux électriques. La seconde raison fait suite à l'apparition de nouveaux composants semi-conducteurs, comme les thyristors GTO et les transistors IGBT et MOSFET. Le but de ces filtres est de générer soit des courants, soit des tensions harmoniques de manière à compenser les perturbations responsables de la dégradation des performances des équipements et installations électriques [5].

#### I.8.2.1 Filtres actifs

Les principes de base des filtres actifs pour les harmoniques perturbateurs ont été proposés autour de la décennie de 1970. Depuis, beaucoup de recherches ont été développées sur ces systèmes et leurs applications pratiques [10].

Un filtre actif de puissance se compose d'un onduleur commandé par modulation de largeur d'impulsion (MLI), connecté au réseau par l'intermédiaire d'un filtre passif.

Ce convertisseur *PWM* constituant le filtre actif peut avoir deux structures différentes en fonction de l'élément de stockage du bus continu. Le convertisseur de type tension (onduleur de tension) utilise un condensateur pour stocker l'énergie au niveau du bus *DC* et impose ainsi la nature source de tension à l'entrée de l'onduleur. Le condensateur peut être remplacé par une inductance, qui joue alors le rôle d'une source de courant continu. Dans ce cas, ce type de convertisseur prend la dénomination d'onduleur de courant [9].

Les avantages les plus importants de ces filtres actifs par rapport aux filtres passifs sont les suivants [6] :

- Le volume physique du filtre est plus réduit ;
- La capacité de filtrage est supérieure ;
- La flexibilité et adaptabilité sont très supérieures.

Pourtant, ils ont aussi quelques inconvénients :

- Leur coût élevé a limité leur implantation dans l'industrie ;
- Les pertes sont plus élevées.

### I.8.2.2. Classification des filtres actifs

Les filtres actifs peuvent être classifiés à partir du type de convertisseur qu'ils utilisent, de leur topologie ou encore de leur nombre de phases. Nous nous limiterons ici à la classification selon leurs différentes topologies. Suivant leurs topologies, les filtres actifs peuvent être en série, en parallèle ou combiné [9].

### I.8.2.3. Filtre actif parallèle

Les filtres actifs parallèles sont les plus utilisés et les plus sujets aux recherches depuis plus de 30 ans. Le principe consiste à mettre en oeuvre une source de courant qui permettra d'injecter un courant de compensation en opposition de phase avec les courants harmoniques créés par la charge comme le montre la Figure I.7. Cela a pour effet de rendre le courant sinusoïdal au point de connexion et de limiter ainsi, la propagation des courants harmoniques en amont. Il faut attendre les années 80 pour que ces applications se développent, profitant des améliorations des interrupteurs de puissance. Les premières applications industrielles arrivent [11]. pour donner lieu à une véritable commercialisation dans les pays industrialisés (plus de 500 filtres installés au Japon en 1996) . Ces premiers prototypes ne compensaient que les harmoniques alors qu'aujourd'hui ils présentent aussi d'autres fonctionnalités : compensation d'énergie réactive, équilibrage des courants et réduction du flicker. De plus en plus d'applications sont concernés par les filtres actifs parallèles allant des applications réseaux aux industries lourdes. Plusieurs fabricants - ABB, MGE UPS, AIM Europe, Mesta electronics – proposent des gammes de compensateurs ayant une puissance variant entre 10 et 2000kVA [3].

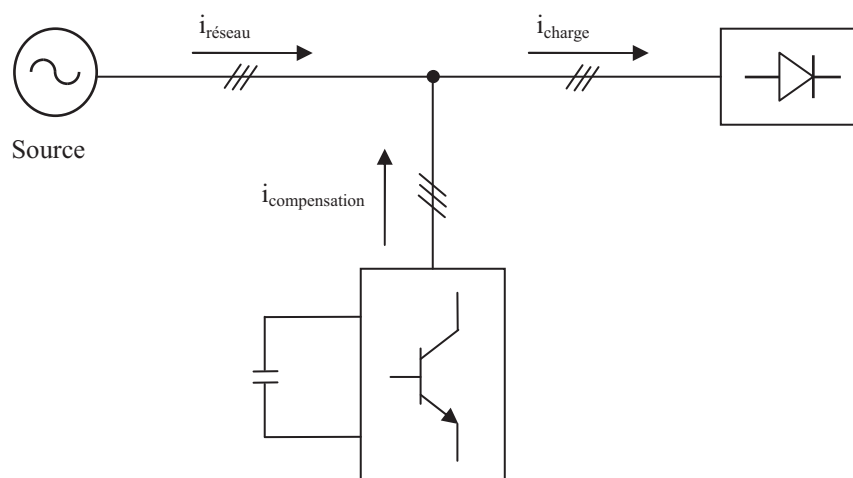


Fig. I.7. Principe d'un filtre actif parallèle.

Ces filtres sont triphasés, avec possibilité ou non de raccorder le neutre et travaillent sur des tensions inférieures à 690 volts.

#### I.8.2.4. Filtre actif série

Le filtre actif série est placé en série entre la source et la charge non linéaire pour forcer le courant de la source à être sinusoïdal comme montre la Figure. I.8. Cette approche est basée sur le principe d'isoler les harmoniques par le contrôle de la tension de sortie du filtre actif série. En d'autres mots, le filtre actif série présente une impédance élevée au courant harmonique, ce qui isole ces courants les empêchant ainsi d'aller vers la source ou vers la charge. Il se comporte donc, comme une source de tension contrôlable. Le filtre actif série est surtout utilisé pour filtrer les harmoniques générés par les charges de tensions harmoniques [9].

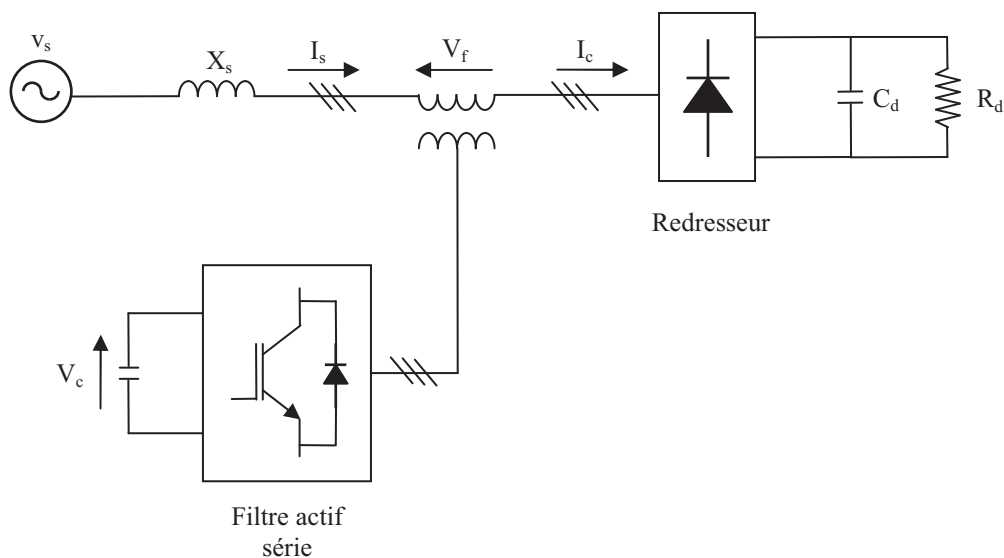


Fig. I.8. Filtre actif série.

#### I.8.2.5. Filtre combiné parallèle-série

D'après ce qui précède, ni l'un ni l'autre des deux types de filtre actif n'est capable de réaliser un filtrage complet donnant une tension sinusoïdale côté charge et un courant côté réseau exempt d'harmonique. Cet objectif peut être réalisé en utilisant un filtre actif combiné composé de deux filtres actifs, l'un connecté en série avec la charge l'autre en parallèle avec celle-ci, comme le montre la Figure I.9. Cette nouvelle topologie est appelée

combinaison parallèle-série actifs ou Unified Power Quality Conditioner (UPQC). Les tensions harmoniques provenant du réseau sont éliminées par le filtre série fonctionnant en générateur de tension tandis que les courants harmoniques absorbés par la charge polluante sont compensés par le filtre actif parallèle, générateur de courant [7].

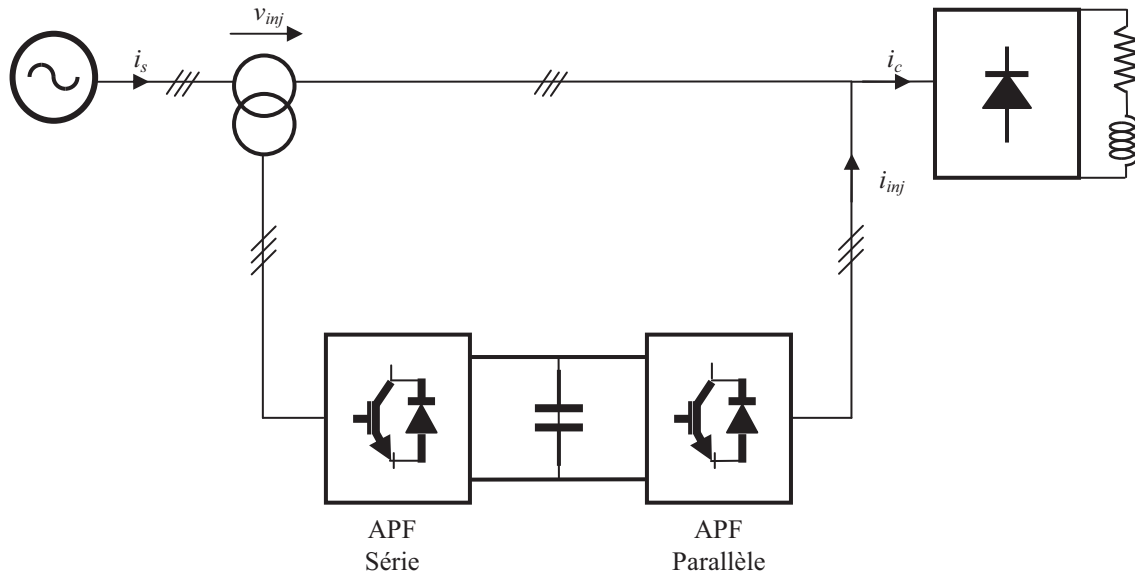


Fig. I.9. Filtre combiné parallèle-série (UPQC).

### I.8.2.6. Filtre actif multiniveaux

L'utilisation limitée des filtres actifs est due en partie aux coûts structurels mais aussi à la limitation des interrupteurs de puissance à travailler à haute tension. Les onduleurs multiniveaux présentent comme principal avantage la réduction des contraintes en tension sur les interrupteurs de puissance.

Pour les applications de filtrage actif, ces topologies ont donc été sujets de recherche très tôt avec la topologie NPC. De nombreuses publications concernent les applications multiniveaux avec les différentes topologies NPC, multicellulaire, ou à convertisseurs imbriqués. Des nombreuses configurations possibles des filtres actifs à base d'onduleur multiniveaux ont été étudiées dans la littérature [7].

### I.8.2.7. Coût du filtre actif

Le coût du filtre actif varie principalement en fonction de la taille de son élément de stockage d'énergie, du nombre de semi-conducteurs qu'il contient ainsi que de sa topologie. Pour les applications de faibles et moyennes puissances, l'élément de stockage d'énergie capacitif s'avère plus efficace et moins coûteux que l'élément de stockage d'énergie inductif. De façon complémentaire, l'élément de stockage d'énergie inductif, composé d'une bobine supraconductrice, est plus fiable dans les applications de haute puissance. Pour ce qui est du dernier point, il est à noter que des améliorations doivent encore être faites, car les bobines supraconductrices sont encore au stade de recherche.

Comme nous venons juste de le voir, la topologie du filtre actif joue un grand rôle dans le coût en amenant des économies potentielles du montage. La topologie hybride, de son côté, permet de réduire les coûts du filtre actif (réduction de la taille de l'élément de stockage d'énergie) puisque la majorité de la compensation harmonique est effectuée par le filtre passif [9].

## I.9. Comparaison générale entre le filtre passif et le filtre actif

Le Tableau I.2. illustre les différents avantages et inconvénients majeurs des deux types de dispositif de filtrage [9]:

**Tableau I.2.** Comparaisons entre le filtre passif et le filtre actif.

Caractéristiques	Filtre passif	Filtre actif
Adaptation à l'évolution de la charge et du réseau	Non	Oui, se fait automatique.
Limite de compensation de rang harmonique	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le filtre résonant ne compense qu'un rang harmonique à la fois.</li> <li>• Le filtre amorti compense dans la limite de sa bande passante.</li> </ul>	Compense dans la limite de sa bande passante qui est déterminée par la fréquence de commutation maximale des semi-conducteurs de son onduleur.
Risque de résonance entre le filtre et le réseau	Oui	Non
Compensation de puissance réactive	Oui	Oui, mais à coût plus élevé que pour le filtre passif.
Possibilité de surcharge lorsque le courant harmonique dépasse le dimensionnement du filtre	Oui	Non
Compensation dans les réseaux haute puissance	Oui	Oui, mais à coût très élevé

## **I.10. Conclusion**

Dans ce chapitre, on a présenté les différents types de perturbations qui peuvent avoir lieu dans un réseau basse tension et leurs conséquences sur le réseau et son environnement. Ensuite, pour réduire les effets de ces perturbations harmoniques, différentes solutions traditionnelles et modernes de dépollution ont été présentées. Nous avons retenu également que le filtrage des courants harmoniques et la compensation de l'énergie réactive peut se faire par filtre actif parallèle, même dans les conditions de fonctionnement les plus perturbées.

# **Chapitre II**

## **Modélisation et Commande du Filtre Actif Parallèle**

## II.1. Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons rappelé les différentes origines des perturbations affectant les réseaux électriques basse tension et les solutions de dépollution existantes, notamment le filtre actif parallèle [7]. Dans ce chapitre nous étudierons la structure générale, et la commande du filtre actif parallèle en deux démarches:

- La génération des courants de référence à partir des grandeurs électriques du montage de puissance ;
- La poursuite des références de courant par l'onduleur de tension.

## II.2. Structure du filtre actif

L'onduleur est la partie essentielle du filtre actif. Dépendamment du type de filtre de couplage le reliant au réseau ainsi que de l'élément passif qui lui sert de source d'énergie, il s'agira d'un onduleur de tension ou de courant. L'onduleur peut être commandé en tension ou en courant et peut donc se comporter comme une source de tension ou de courant vis-à-vis du circuit extérieur. En pratique, suivant le type de correction à apporter au réseau, une structure sera préférée à l'autre si elle rend plus aisée et moins onéreuse la réalisation de l'ensemble convertisseur commande.

La source d'énergie composant le filtre peut être une source de tension ou de courant. Comme l'onduleur n'a pas à fournir de puissance active, cette source peut être un élément réactif, condensateur ou inductance, dans lequel on maintient constante la valeur moyenne de l'énergie stockée. Cet élément de stockage d'énergie n'a pas besoin d'être lui-même alimenté par une source continue. La raison est que le filtre actif peut être contrôlé de manière à suppléer aux pertes de sa source d'énergie à partir du courant fondamental généré par la source du réseau auquel il est connecté [9].

La Figure II.1 présente le schéma global du système étudié. Le but de ce filtre actif triphasé parallèle est la compensation de l'ensemble des harmoniques de courant produits par la charge polluante connectée au réseau [1], [7].

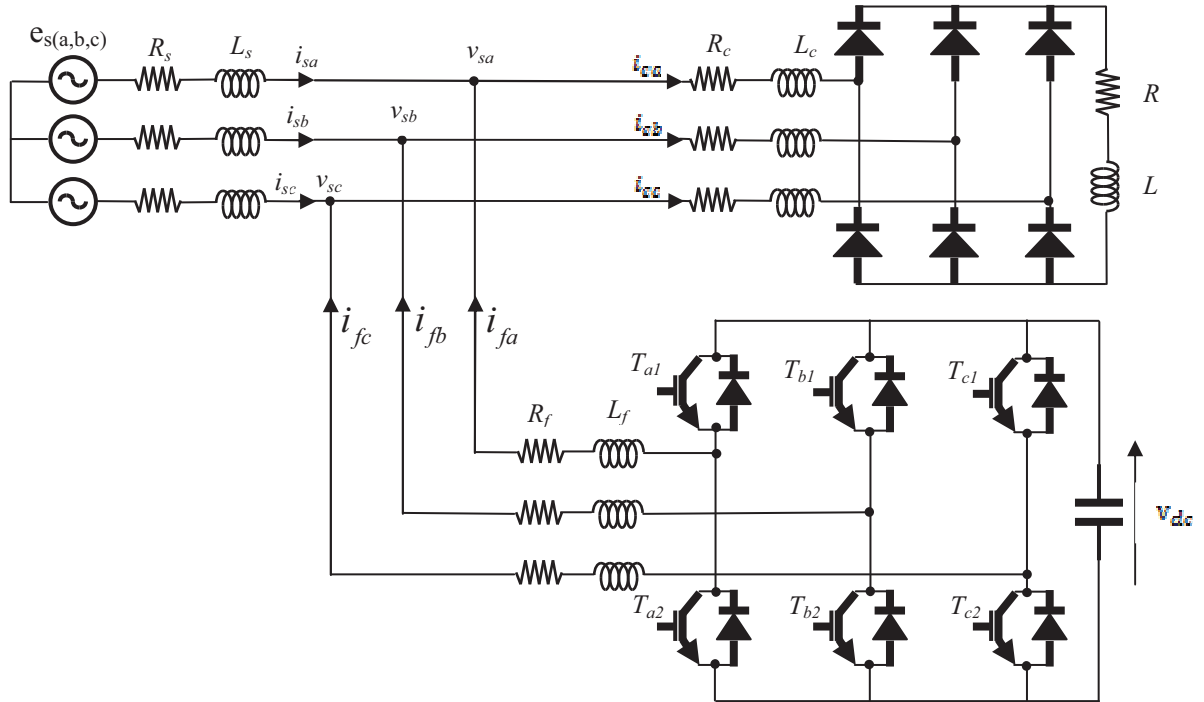


Fig. II.1. Circuit de puissance du filtre actif parallèle.

### II.3. Modélisation de l'onduleur de tension

La Figure. II.1 présente un onduleur triphasé à structure de tension. Il se compose de trois bras à interrupteurs réversibles en courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture, réalisés à partir d'un transistor (GTO ou IGBT) et d'une diode en antiparallèle. Le stockage de l'énergie du côté continu se fait par l'intermédiaire d'un condensateur  $C_{dc}$  de tension  $V_{dc}$ . Le filtre de sortie est un filtre passif habituellement du premier ordre  $(L_f, R_f)$  employé pour connecter l'onduleur de tension au réseau électrique.

Cette structure du filtre actif parallèle ne permet pas la fermeture simultanée des semi-conducteurs d'un même bras sous peine de court-circuiter le condensateur de stockage. Par contre, ils peuvent être tous les deux ouverts (pendant un temps mort). La continuité des courants est alors assurée par la mise en conduction d'une des diodes d'un même bras.

En pratique, nous commandons les deux semi-conducteurs d'un même bras de façon complémentaire : la conduction de l'un entraîne le blocage de l'autre. En réalité, le mode, où les semi-conducteurs d'un même bras sont tous les deux fermés, n'existe que durant les commutations.

Afin d'éviter un court-circuit à cause du délai de blocage des interrupteurs, il faut insérer sur un même bras, un temps d'attente, également appelé temps mort, entre la commande de blocage d'un interrupteur et la commande d'amorçage de l'autre. Avec l'hypothèse des commutations instantanées, ce mode de fonctionnement ne sera pas pris en compte et par conséquent, aucun risque de court-circuiter le condensateur n'est à craindre [8].

### II.3.1. Tension générées par l'onduleur

L'onduleur de tension deux niveaux délivre, en sortie, deux niveaux de tensions  $v_{dc}$  et 0, en fonction des états des interrupteurs. En théorie, nous commandons les deux semi-conducteurs d'un même bras de façon complémentaire : la conduction de l'un entraîne le blocage de l'autre. Avec cette hypothèse, l'ouverture et la fermeture des interrupteurs de l'onduleur de la Figure II.1 dépendent de l'état de trois signaux de commande [7].

Pour chaque interrupteur  $T_{ki}$  (  $k = a, b, c$   $i = 1, 2$  ), on définit une fonction de commutation  $S_{ki}$  :

$$S_{ki} = \begin{cases} 0 & \text{si } T_{ki} \text{ est ouvert} \\ 1 & \text{si } T_{ki} \text{ est fermé} \end{cases}$$

La complémentarité entre les deux interrupteurs de chaque bras impose l'équation suivante:

$$S_{k2} = 1 - S_{k1}$$

Les tensions triphasées de sortie par rapport à la référence de la source continue « o » peuvent être exprimées par :

$$\begin{bmatrix} v_{a0} \\ v_{b0} \\ v_{c0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{a1} \\ S_{b1} \\ S_{c1} \end{bmatrix} v_{dc} \quad (\text{II.1})$$

Les tensions composées entre les phases sont données par:

$$\begin{bmatrix} v_{ab} \\ v_{bc} \\ v_{ca} \end{bmatrix} = 3 \begin{bmatrix} v_{a0} - v_{b0} \\ v_{b0} - v_{c0} \\ v_{c0} - v_{a0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{a1} - S_{b1} \\ S_{b1} - S_{c1} \\ S_{c1} - S_{a1} \end{bmatrix} v_{dc} \quad (\text{II.2})$$

Ainsi, on peut facilement exprimer les tensions  $v_{kn}$  (  $k = a, b, c$  ) en fonction des fonctions de commutation  $S_{ki}$  comme suit :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} v_{ab} - v_{ca} \\ v_{bc} - v_{ab} \\ v_{ca} - v_{bc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2S_{a1} - S_{b1} - S_{c1} \\ -S_{a1} + 2S_{b1} - S_{c1} \\ -S_{a1} - S_{b1} + 2S_{c1} \end{bmatrix} v_{dc} \quad (\text{II.3})$$

Puisque les variables  $S_{ai}$ ,  $S_{bi}$  et  $S_{ci}$  prennent chacune deux valeurs, il en résulte huit combinaisons de commande, qui sont présentées dans le Tableau II.1.

**Tableau II.1.** Tensions en sortie de l'onduleur.

vecteur	$S_{a1}$	$S_{b1}$	$S_{c1}$	$v_{fa}$	$v_{fb}$	$v_{fc}$
$v_0$	0	0	0	0	0	0
$v_1$	1	0	0	$2v_{dc}/3$	$-v_{dc}/3$	$-v_{dc}/3$
$v_2$	1	1	0	$v_{dc}/3$	$v_{dc}/3$	$-2v_{dc}/3$
$v_3$	0	1	0	$-v_{dc}/3$	$2v_{dc}/3$	$-v_{dc}/3$
$v_4$	0	1	1	$-2v_{dc}/3$	$v_{dc}/3$	$v_{dc}/3$
$v_5$	0	0	1	$-v_{dc}/3$	$-v_{dc}/3$	$2v_{dc}/3$
$v_6$	1	0	1	$v_{dc}/3$	$-2v_{dc}/3$	$2v_{dc}/3$
$v_7$	1	1	1	0	0	0

### II.3.2. Représentation vectorielle des tensions générées

Le fonctionnement de l'onduleur de tension, en particulier en ce qui concerne les tensions de phases, il est commode de représenter les tensions fournies par l'onduleur dans un repère orthogonal  $(\alpha, \beta)$  [7].

Dans le plan  $(\alpha, \beta)$ , on aura:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.4})$$

Dans le plan biphasé  $(\alpha, \beta)$  en considérant  $\vec{v}_i$  ( $i = 0, 1, 2, \dots, 7$ ) le vecteur correspondant aux tensions de l'onduleur, les huit cas possibles du vecteur  $\vec{v}_i$  sont donnés par la Figure. II.2 [8].

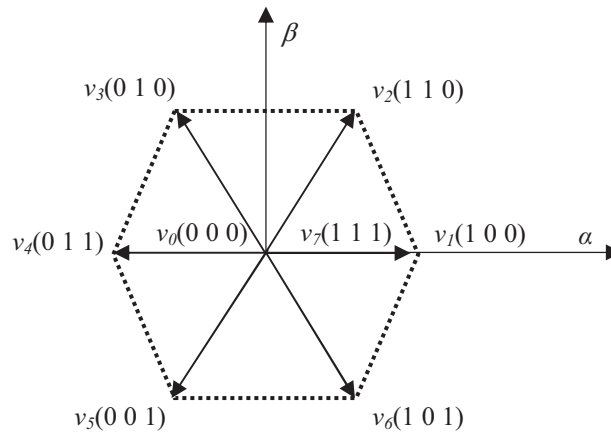


Fig. II.2. Représentation vectorielle des tensions générées par l'onduleur.

Où  $\vec{v}_i$  ( $i = 0, 1, 2, \dots, 7$ ) représente la tension de référence que doit produire l'onduleur pour pouvoir créer les courants perturbateurs identifiés. Ceci signifie que l'onduleur n'est capable de fournir des tensions égales aux tensions de référence que si le vecteur formé par ces derniers reste à l'intérieur de l'hexagone montré dans la Figure. II.2 [8].

## II.4. Commande du filtre actif

la partie commande se divise généralement en deux parties. La première, qui est d'une grande importance pour les performances du filtre, est la génération des signaux harmoniques de référence. La seconde est la génération des signaux de contrôle servant à l'ouverture et à la fermeture des semi-conducteurs. Ces deux parties sont cruciales au niveau de la performance du filtre actif. Il est à noter que la partie commande peut être réalisée à l'aide de composantes analogiques et numériques telles que les micro-ordinateurs, DSP et FPGA. [9]

La partie Commande d'un filtre actif parallèle réalise trois fonctions principales [12] :

- L'identification des courants de référence ;
- La poursuite des courants de référence ;
- La régulation de la tension continue.

### II.4.1. Identification des courants harmoniques

Afin de commander le filtre actif parallèle, nous devons d'abord identifier les courants harmoniques de la charge polluante Cette identification sert à générer des références

nécessaires à la compensation. Les perturbations les plus fréquentes affectant les courants dans un système triphasé sont les déséquilibres et la distorsion de la forme d'onde. Dans la littérature, on trouve plusieurs méthodes qui décrivent différents algorithmes d'identification possibles. Ces méthodes se classifient en deux groupes selon le domaine temporel ou fréquentiel de l'outil mathématique développé [5], [13].

#### II.4.2. Généralités sur les méthodes d'identification

La charge polluante absorbe un courant constitué d'une composante fondamentale et de composantes harmoniques. Le but du filtrage actif est la génération de courants harmoniques de même amplitude mais en opposition de phase avec ceux absorbés par la charge. Ainsi, le courant absorbé au réseau sera sinusoïdal. Il est donc nécessaire d'identifier avec précision les courants harmoniques de la charge polluante [1].

Le choix de la méthode dépendra des objectifs fixés : compensation de tous les courants harmoniques, compensation sélective de certaines harmoniques, compensation des harmoniques dans des cas de configurations défavorables susceptibles de survenir dans les réseaux triphasés industriels, car la tension du réseau est souvent perturbée ou déformée. Pour générer les courants de référence servant à la commande du filtre actif, nous avons opté pour trois méthodes : méthode des puissances réelle et imaginaire instantanées, méthode du filtre coupe-bande et méthode de puissance réelle et imaginaire instantanée modifiée [7].

##### II.4.2.1. Méthode de puissance réelle et imaginaire instantanée

La méthode des puissances active et réactive instantanées (couramment notée méthode pq) a été initialement développée par Akagi et exploite la transformation de Concordia des tensions simples et des courants de ligne, afin de calculer les puissances active et réactive instantanées. La composante fondamentale est transformée en une composante continue et les composantes harmoniques en composantes alternatives. En éliminant la composante continue de la puissance active instantanée (correspondant à la composante fondamentale du courant de la charge) à l'aide d'un simple filtre passe-bas (FPB), les composants harmoniques peuvent être identifiés. Le principe de cette méthode classique est maintenant succinctement décrit. Soient respectivement les tensions simples d'un réseau triphasé sans homopolaire (connecté à une charge polluante) et les trois courants de charge, notés  $v_{s1}$ ,

$v_{s2}$ ,  $v_{s3}$  et  $i_{s1}$ ,  $i_{s2}$ ,  $i_{s3}$ . La transformation de Concordia permet de ramener ce système triphasé équilibré à un système diphasé dont les axes sont en quadrature[12] :

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{c1} \\ i_{c2} \\ i_{c3} \end{bmatrix} \quad (\text{II.5})$$

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{s1} \\ v_{s2} \\ v_{s3} \end{bmatrix} \quad (\text{II.6})$$

La puissance active instantanée  $p$  et la puissance réactive instantanée  $q$  sont définies par :

$$\begin{bmatrix} p \\ -q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{II.7})$$

Les puissances active et réactive instantanées peuvent s'écrire comme la somme d'une composante continue et d'une composante alternative :

$$\begin{bmatrix} p \\ -q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{p} + \tilde{p} \\ \bar{q} + \tilde{q} \end{bmatrix} \quad (\text{II.8})$$

Avec  $p$  et  $q$  les composantes continues de  $p$  et  $q$ , et  $\tilde{p}$  et  $\tilde{q}$  les composantes alternatives de  $p$  et  $q$ .

A partir de l'équation (II.7), nous pouvons déduire les expressions des composantes du courant de charge selon les axes  $(\alpha, \beta)$  :

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} p \\ -q \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ -q \end{bmatrix} \quad (\text{II.9})$$

En remplaçant (II.8) dans (II.9), ces courants s'expriment selon les axes  $(\alpha, \beta)$  par :

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{p} \\ -\bar{q} \end{bmatrix} + \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} \\ -\tilde{p} \end{bmatrix} \quad (\text{II.10})$$

Suivant la fonction que nous souhaitons donner au FAP, nous pouvons compenser simultanément les harmoniques de courant et l'énergie réactive ou bien uniquement l'un des deux. Si nous voulons par exemple compenser simultanément les harmoniques de courant et l'énergie réactive, nous éliminons alors la composante continue de  $p$  à l'aide d'un simple FPB.

Dans ce cas et après avoir ajouté à la composante alternative de la puissance active instantanée, la puissance active  $p_c$  nécessaire à la régulation de la tension continue  $v_{dc}$ , les courants de référence, notés  $i_{ref\alpha}$  et  $i_{ref\beta}$ , s'expriment selon les axes  $(\alpha, \beta)$  par :

$$\begin{bmatrix} i_{ref\alpha} \\ i_{ref\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} + p_c \\ -q \end{bmatrix} \quad (\text{II.11})$$

Enfin, il est aisé d'obtenir les courants de référence selon les axes abc par la transformation inverse de Concordia :

$$\begin{bmatrix} i_{ref1} \\ i_{ref2} \\ i_{ref3} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ref\alpha} \\ i_{ref\beta} \end{bmatrix} \quad (\text{II.12})$$

Après avoir identifié les pulsations des puissances instantanées, le filtre de puissance chargé d'isoler les puissances active et réactive conventionnelles peut être dimensionné. Un circuit constitué d'un filtre passe bas avec un soustracteur peut être employé, comme le présente la Figure. II.3. [8].

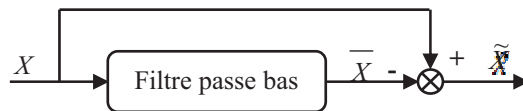


Fig. II.3. Schéma représentant le principe de séparation des puissances.

L'ordre de ce filtre passe-bas définit la dynamique et l'efficacité de la méthode d'identification. Des filtres de puissance du quatrième ou cinquième ordre ont été

proposés. Dans notre étude, nous avons choisi un filtre passe-bas du deuxième ordre en vue de simplifier l'approche d'implantation numérique de ce dernier. En effet, un ordre plus élevé entraînerait des temps de calcul plus longs ce qui peut être préjudiciable dans notre étude. La relation suivante donne l'expression générale d'un filtre passe-bas du deuxième ordre [8] :

$$F_{pb}(s) = \frac{\omega_0^2}{s^2 + 2\xi\omega_0s + \omega_0^2} \quad (\text{II.13})$$

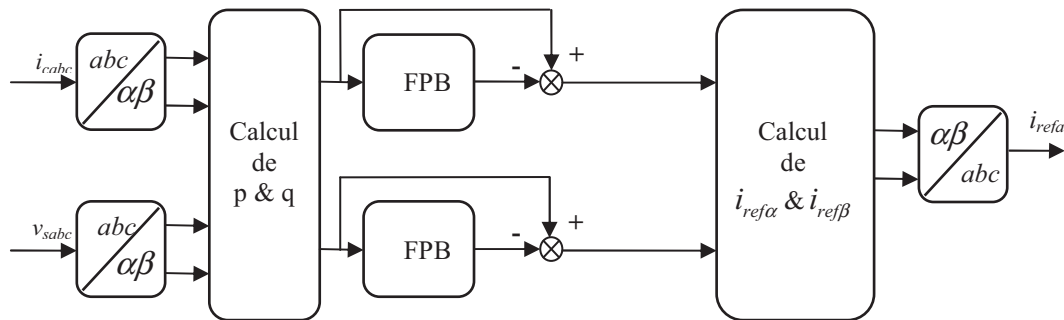
Avec :

$\omega_0 = 2\pi f_0$ ,  $f_0$  est la fréquence de coupure du filtre ;

$s$  : l'opérateur de Laplace ;

$\xi$  : dépassement.

Le schéma de la Figure II.4 illustre les différentes étapes permettant l'obtention des courants de référence par la méthode des puissances réelle et imaginaire instantanées [7].



**Fig. II.4.** Schéma de principe de la méthode d'identification des puissances instantanées.

Suivant la fonction que nous donnons au filtre actif de puissance, nous pouvons compenser soit les harmoniques de courant et l'énergie réactive ou uniquement l'un des deux. Le Tableau II.2 résume les modes de compensations possibles [7].

Tableau II.2. Les modes de compensation de la commande des puissances instantanées.

Paramètres de contrôle	
Compensation des harmoniques de courant	$p_f = \tilde{p}$ et $q_f = \tilde{q}$
Compensation de l'énergie réactive	$p_f = 0$ et $q_f = \bar{q}$
Compensation des harmoniques de courant et de l'énergie réactive	$p_f = \tilde{p}$ et $q_f = q$

#### II.4.2.2. Méthode de puissance réelle et imaginaire instantanée modifiée

La méthode des puissances instantanées est une méthode temporelle. Elle a été utilisée afin d'éviter les difficultés dues au nombre élevé de calcul lors de la mise en oeuvre de méthodes fréquentielles telle que la méthode de Fourier (Transformées de Fourier rapide ou discrète). Cette méthode a été introduite par H. Akagi [14]. Son principe est basé sur le passage de systèmes triphasés constitués par les tensions simples et les courants de ligne, à un système diphasé (repère  $(\alpha, \beta)$ ) en utilisant la transformation de Concordia, afin de calculer les puissances réelle et imaginaire instantanées. Ensuite, pour déterminer les courants harmoniques de la charge, la composante fondamentale est transformée en une composante continue et les composantes harmoniques en composantes alternatives [1].

La fonction de transfert de ce filtre est alors la suivante [7]:

$$H(s) = \frac{\hat{x}_{\alpha\beta}(s)}{x_{\alpha\beta}(s)} = K \frac{(s + K) + j\omega_c}{(s + K)^2 + \omega_c^2} \quad (\text{II.14})$$

Où  $\omega_c$  est défini par :

$$\omega_c = \varepsilon.n.\omega_f$$

Avec :

$\omega_c$  : la pulsation de coupure du filtre ;

$\omega_f$  : la pulsation de la composante fondamentale du signal d'entrée ;

$n$  : le rang de la composante du signal à filtrer ;

$\varepsilon$  : une constante égale à  $\pm 1$  (composante directe ( $\varepsilon = 1$ ) ou inverse ( $\varepsilon = -1$ )) ;

$K$  : une constante positive ;

$x_{\alpha\beta}$  : les signaux d'entrée du FMV (tension ou courant) ;

$\hat{x}_{\alpha\beta}$  : les signaux de sortie du FMV.

A partir de l'équation (II.14) et après un court développement, nous pouvons établir les deux expressions suivantes :

$$\hat{X}_\alpha(s) = \frac{K(s+K)}{(s+K)^2 + \omega_c^2} X_\alpha(s) - \frac{K\omega_c}{(s+K)^2 + \omega_c^2} X_\beta(s) \quad (\text{II.15})$$

$$\hat{X}_\beta(s) = \frac{K\omega_c}{(s+K)^2 + \omega_c^2} X_\alpha(s) + \frac{K(s+K)}{(s+K)^2 + \omega_c^2} X_\beta(s) \quad (\text{II.16})$$

Les équations (II.15) et (II.16) peuvent également être exprimées sous la forme :

$$\hat{X}_\alpha(s) = \frac{K}{s} [X_\alpha(s) - \hat{X}_\alpha(s)] - \frac{\omega_c}{s} X_\beta(s) \quad (\text{II.17})$$

$$\hat{X}_\beta(s) = \frac{K}{s} [X_\beta(s) - \hat{X}_\beta(s)] + \frac{\omega_c}{s} X_\alpha(s) \quad (\text{II.18})$$

La Figure II.5 présente le schéma bloc du filtre multi-variable.

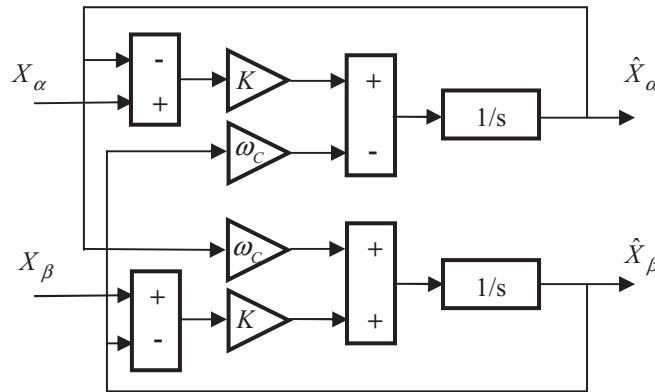


Fig. II.5: Schéma bloc du FMV.

La Figure II.6 présente le principe proposé pour identifier les courants de référence. Dans la nouvelle méthode proposée, les courants de référence sont identifiés en utilisant une version modifiée de la méthode  $p-q$ , associée à deux FMVs [12].

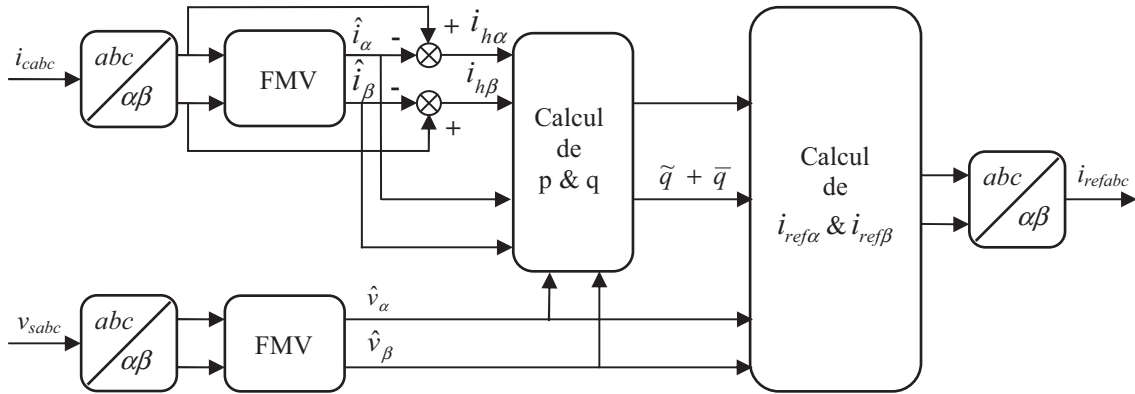


Fig. II.6. Schéma de principe de la méthode d'identification des puissances instantanées modifiée.

### II.4.2.3 Algorithme de commande basé sur le filtre Notch (coupe-bande)

Dans ce type de commande le courant de charge est filtré par un filtre coupe-bande qui parfois est appelé filtre « notch ». Ces filtres coupe-bande éliminent la composante fondamentale tout en laissant passer les composantes harmoniques. Ils ont, par conséquent, la même fréquence de coupure. Un simple filtre coupe-bande avec une bande passante de 40 Hz possède de bonnes caractéristiques isolantes, comme l'indique la Figure. II.7 [9].

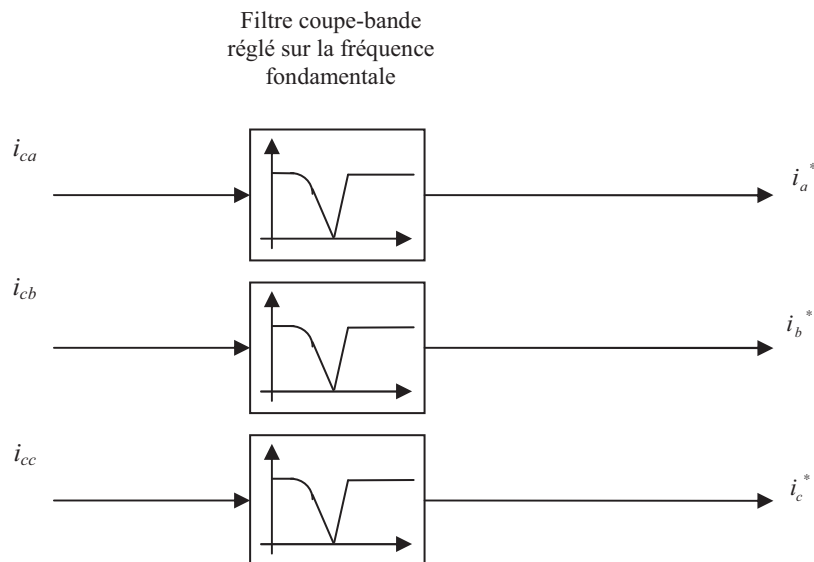


Fig. II.7. Génération des courants de référence par l'algorithme du filtre de coupe-bande.

Cette méthode possède les quelques caractéristiques suivantes :

- Elle s'applique sans problème aux systèmes monophasé, biphasé ou triphasé, équilibré ou non ;
- Possède un bon temps de réponse lors de régime transitoire ;
- Le nombre d'harmoniques compensé dépend de la bande passante des semi-conducteurs composant l'onduleur du filtre actif ;
- Méthode de calcul simple ;
- Découplage moins net entre le fondamental et les harmoniques.

## II.5. Stratégie de commande de l'onduleur.

Les performances du filtre actif et notamment la diminution du THD du courant de source sont certes liées aux performances de la génération des références de courants harmoniques, mais dépendent également de la stratégie de commande de l'onduleur de tension (poursuite des références de courant) [1].

Le but de la commande de l'onduleur est de permettre la meilleure reproduction des courants perturbés de référence, à travers les ordres de commande appliqués aux drivers interrupteurs de puissance. Les deux principales familles de commande des convertisseurs statiques sont [8]:

- La commande par hystérésis ;
- La commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI).

### II.5.1. Commande par hystérésis

La commande par hystérésis, appelée aussi commande en tout ou rien, est une commande non linéaire qui utilise l'erreur existant entre le courant de référence et le courant produit par l'onduleur [8]. Ce type de contrôle non linéaire utilise le signal d'erreur entre le courant de référence et le courant produit par l'onduleur (voir la Figure II.8). L'erreur est comparée à un gabarit appelé bande d'hystérésis. Dès que l'erreur atteint la bande inférieure ou supérieure, un nouvel ordre de commande est envoyé aux semi-conducteurs de manière à maintenir le courant réel à l'intérieur de la bande [12].

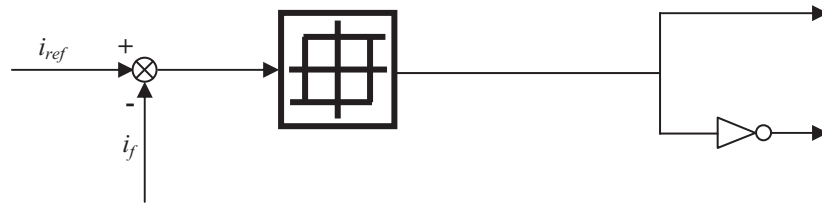


Fig. II.8. Principe de commande des courants par hystérésis.

En revanche, les commutations évoluant librement à l'intérieur de bande d'hystérésis, on ne peut maîtriser correctement le spectre haut fréquence dû aux fréquences de commutations.

Afin de résoudre ce problème de la maîtrise des fréquences de commutation et de sa répercussion sur les interrupteurs, une autre stratégie de commande peut être proposée à savoir la commande par hystérésis modulée. Mais dans cette stratégie de commande, il est difficile de définir la largeur de la bande de l'hystérésis. De plus, le fonctionnement avec une fréquence de commutation quasi fixe nous empêche de conserver l'avantage d'une rapidité illimitée obtenue par la commande par hystérésis [8].

### II.5.2. Commande par hystérésis modulée

La commande par hystérésis modulée a pour objectif de résoudre l'inconvénient majeur de la commande par hystérésis conventionnelle en fixant la fréquence de commutation des semi-conducteurs [1]. L'idée de base de cette technique consiste à ajouter au courant de référence, un signal triangulaire de fréquence de commutation. La fréquence de commutation doit être choisie égale à la fréquence de commutation que l'on souhaite imposer aux composants de puissance [7].

### II.5.3. Commande par MLI sinusoïdal

Dans ce cas, la différence entre le courant référence et le courant réel est appliquée à l'entrée d'un régulateur. Le signal de sortie du régulateur, appelé modulatrice, est ensuite comparé à un signal triangulaire de fréquence fixe afin de déterminer les ordres de commutations des interrupteurs [1].

## **II.6. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté la topologie de filtre actif parallèle à structure tension destinée à compenser les harmoniques de courant dans un réseau électrique. Ensuite, nous avons étudié en détail les divers algorithmes permettant le calcul des courants harmoniques : la méthode des puissance réelle et imaginaire instantanées; la méthode des puissance réelle et imaginaire instantanées modifiée et la méthode du filtre coupe bande.

De plus, nous avons présenté les techniques de commande de l'onduleur de tension servant de filtre actif en vue d'une reproduction fidèles des courants harmoniques.

# **Chapitre III**

## **Simulation et Interprétations des Résultats**

### III.1. Introduction

Nous avons développé aux chapitres précédents les notions théoriques relatives aux phénomènes des harmoniques et les principaux remèdes. Ce chapitre est consacré à l'étude d'un réseau comportant un filtre actif parallèle à structure tension commandé en courant et une charge polluante connectés en parallèle sur celui-ci. Tout d'abord, nous avons défini les paramètres du système de filtrage global est constitué de la source de tension alimentant la charge non linéaire ainsi que du filtre actif parallèle. Nous terminerons ce chapitre par une simulation de l'ensemble modélisé précédemment avec trois méthodes d'identification en comparant les résultats obtenus.

### III.2. Résultats de simulation

Nous avons élaboré plusieurs cas de simulation sous Matlab/SimPowerSystem que nous regrouperons dans trois cas d'étude :

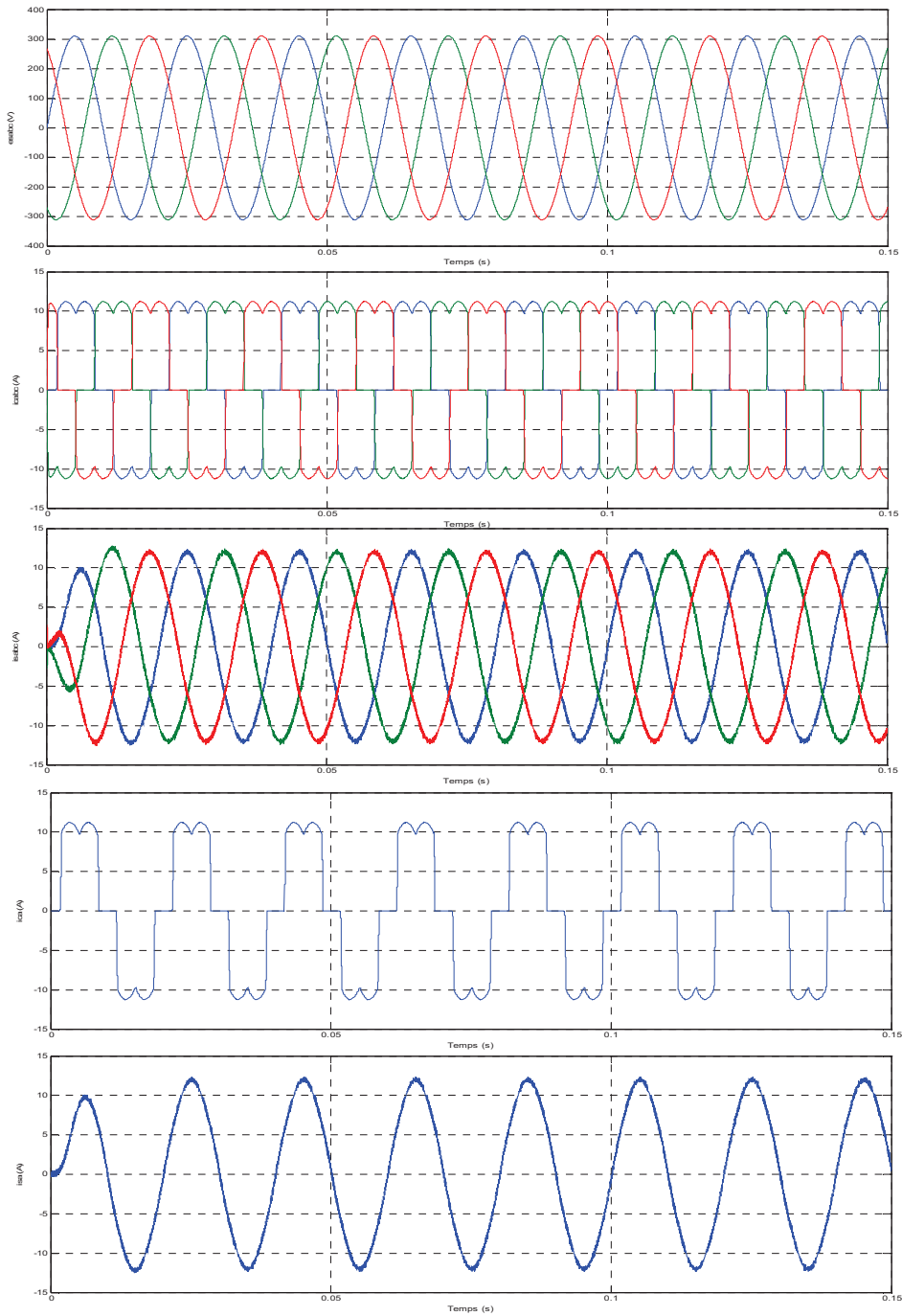
- Tensions de source sinusoïdales équilibrées ;
- Tensions de source sinusoïdales déséquilibrées ;
- Tensions de source équilibrées contenant des harmoniques.

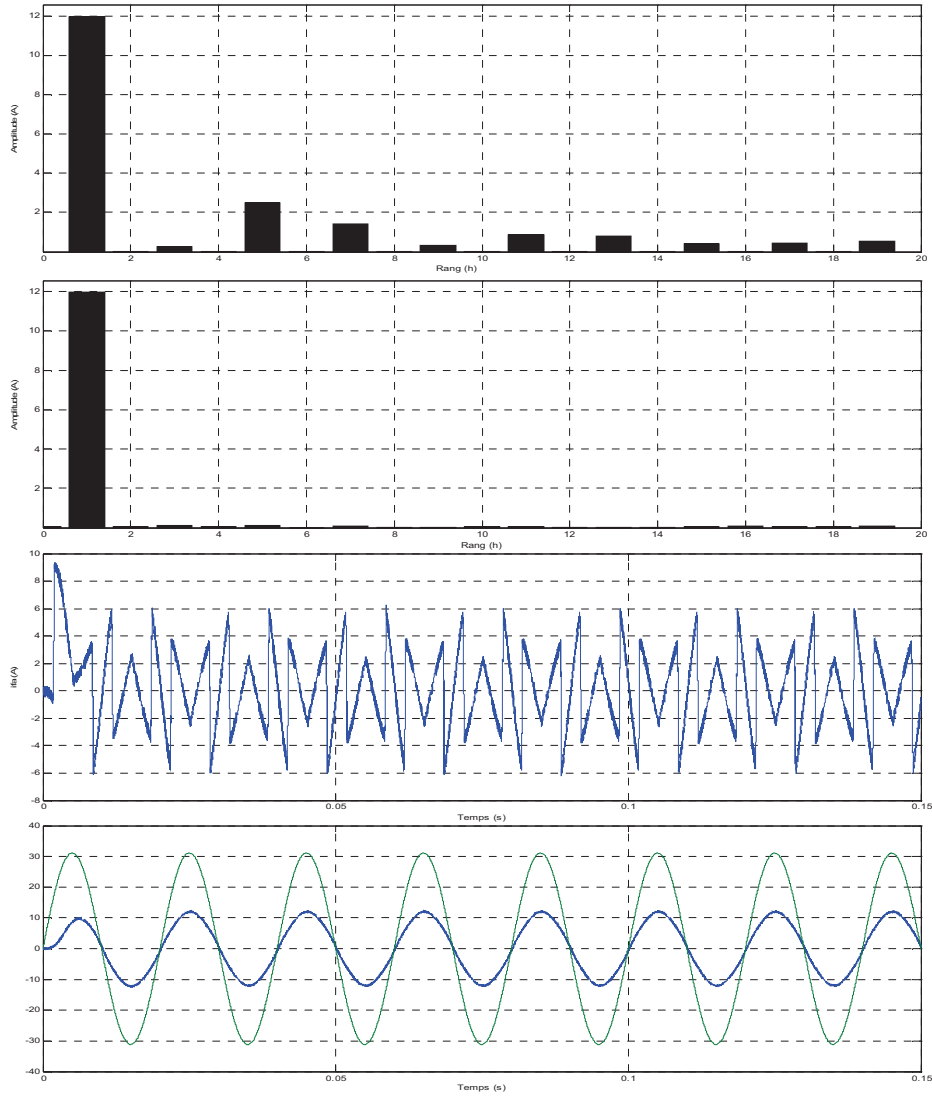
Les paramètres du filtre actif et du réseau sont résumés dans le Tableau III.1.

**Tableau III.1.** Paramètres de simulation d'un filtre actif parallèle.

Paramètre		Valeur numérique
Réseau électrique	$E_s$	220 V
	Fréquence $f$	50 Hz
	Résistance $R_s$	0.25 m $\Omega$
	Inductance $L_s$	19.4 $\mu$ H
Charge perturbatrice	Résistance $R$	48 $\Omega$
	Inductance $L$	5 mH
	Résistance $R_c$	1.2 m $\Omega$
	Inductance $L_c$	0.3 mH
Filtre actif parallèle	Résistance $R_f$	5 m $\Omega$
	Inductance $L_f$	3 mH
	Tension $v_{dc}$	800 V

**III.2.1. Résultats de la méthode de puissance réelle et imaginaire instantanées**  
**a. Tensions de source sinusoïdales équilibrées**

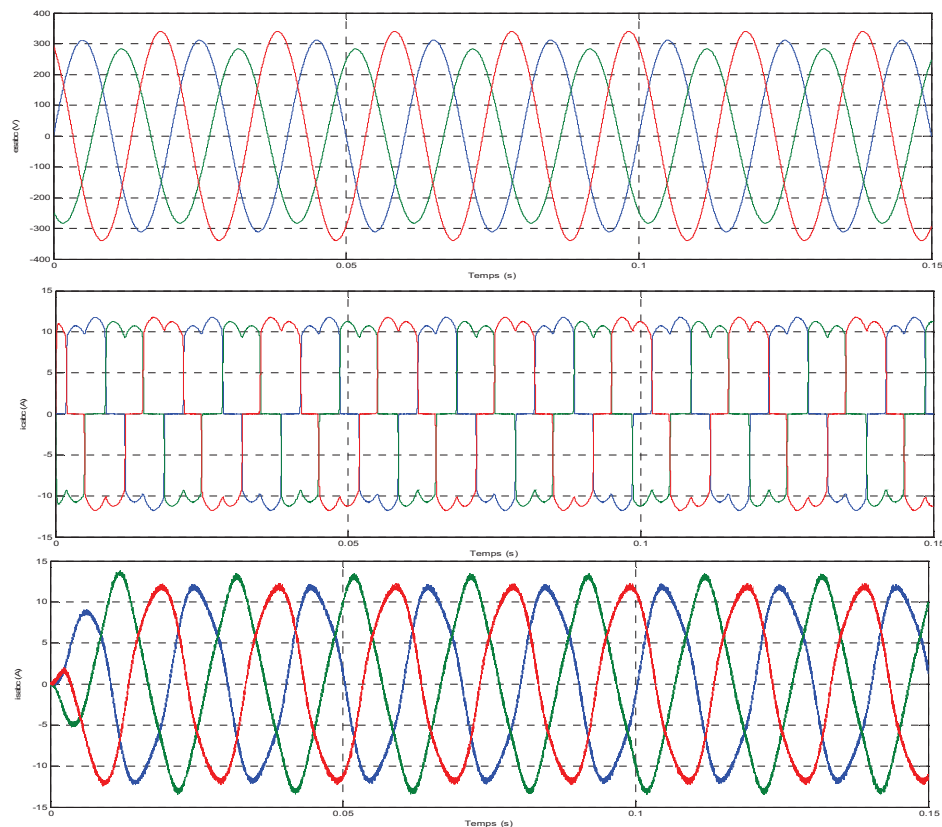




**Fig. III.1.** Performances de la compensation par la méthode  $p-q$  (tensions de source sinusoïdales équilibrées).

### b. Tensions de source sinusoïdales déséquilibrées

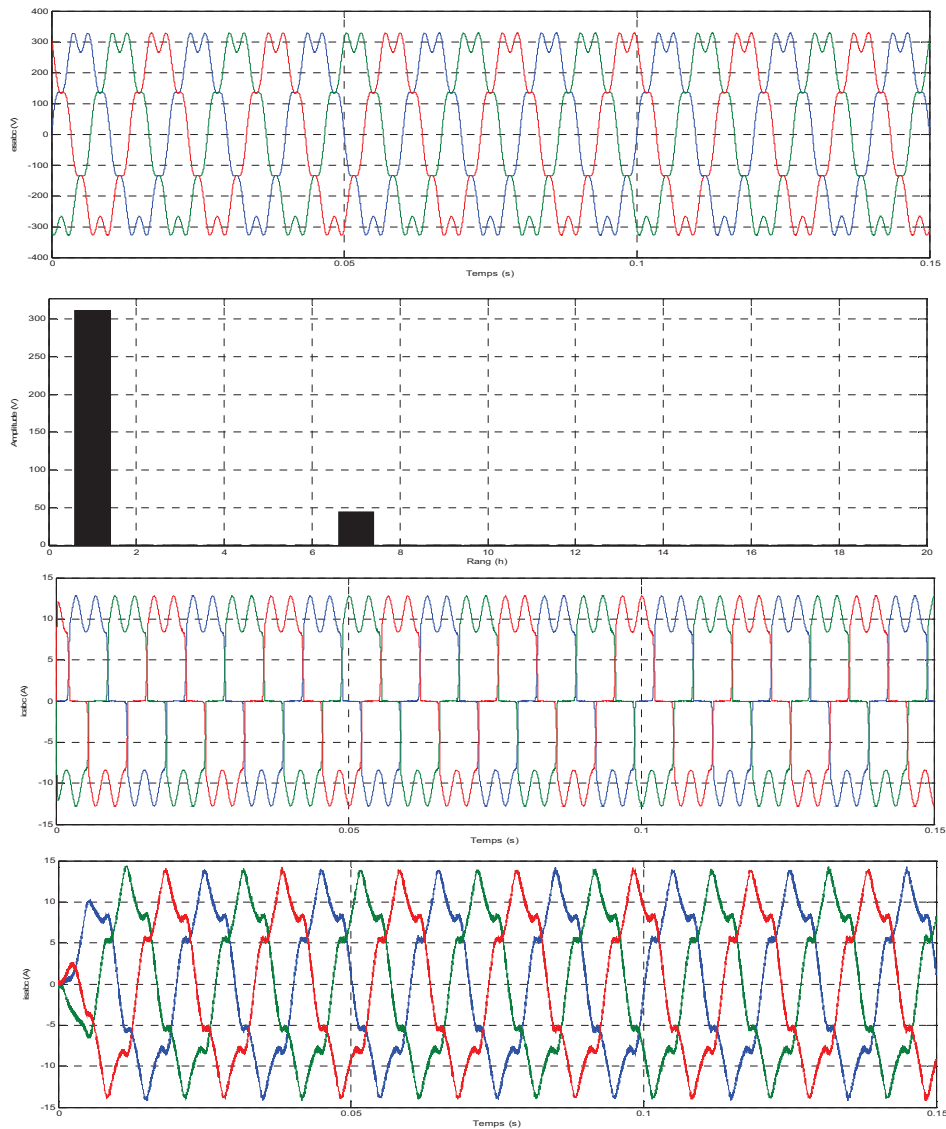
Afin de tester le fonctionnement du filtre actif parallèle sous une tension perturbée du réseau électrique, on étudie le cas d'un réseau déséquilibré:  $e_{sa}=220$  V,  $e_{sb}=200$  V,  $e_{sc}=240$  V. La Figure III.2 représente les résultats de simulation obtenus par cette méthode d'identification dans ces conditions.



**Fig. III.2.** Performances de la compensation par la méthode  $p-q$  (tensions de source sinusoïdales déséquilibrées).

### c. Tensions de source équilibrées contenant des harmoniques

La Figure III.3 représente les résultats de simulation obtenus lorsque les tensions de source sont équilibrées et contiennent l'harmonique d'ordre 7. Le THD des tensions de source est égal à 14.29 %.



**Fig. III.3.** Performances de la compensation par la méthode  $p-q$  (tensions de source équilibrées contenant des harmoniques).

D'après les résultats de simulation obtenus sur les Figures III.1, III.2 et III.3 montrent la compensation en utilisant la méthode de puissance réelle et imaginaire comme méthode d'identification des harmoniques, que le compensateur peut compenser les courants harmoniques dus à la charge non linéaire (redresseur) et l'énergie réactive (si les tensions sont équilibrées). Cependant cette méthode montre ses limites pour la compensation dans les autres cas.

C'est pour cela qu'on propose la simulation de la méthode de puissance réelle et imaginaire instantanées modifiée.

III.2.2. Résultats de la méthode de puissance réelle et imaginaire instantanées modifiée

a. Tensions de source sinusoïdales équilibrées

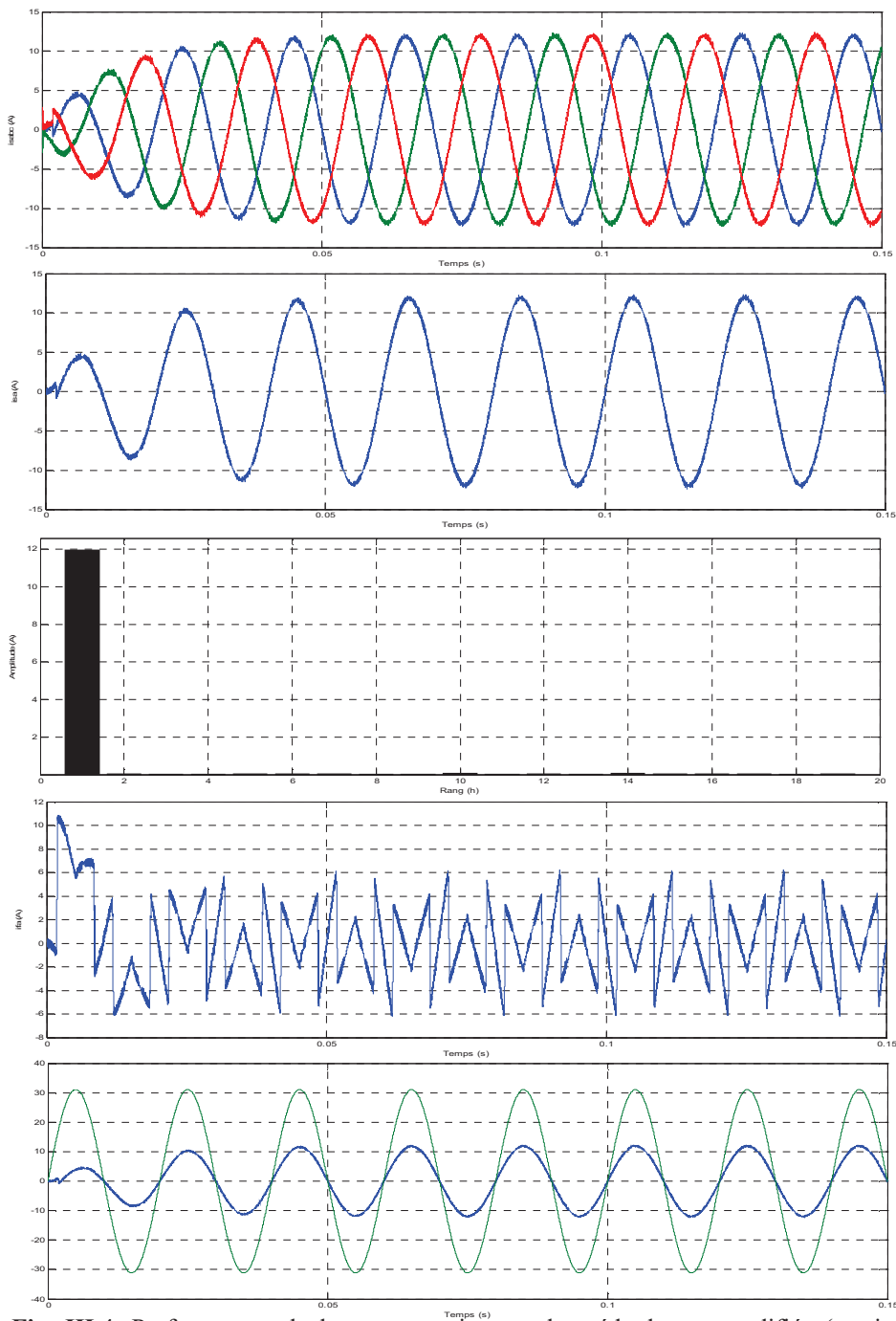
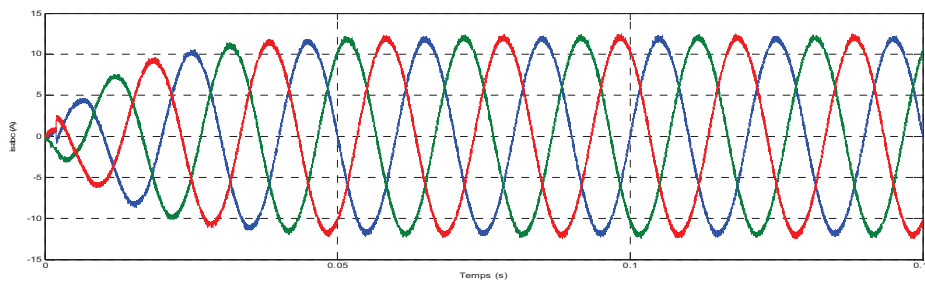


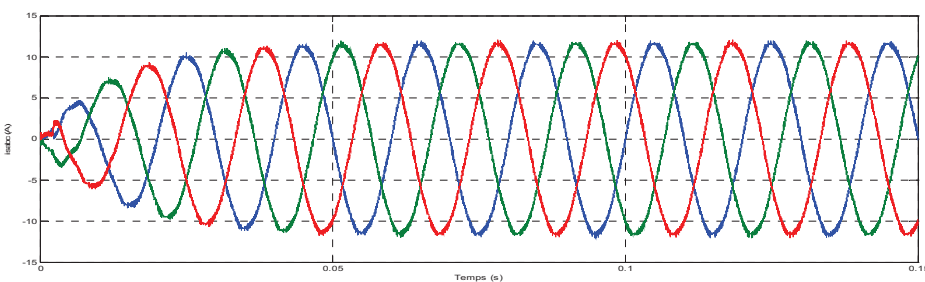
Fig. III.4. Performances de la compensation par la méthode  $p-q$  modifiée (tensions de source sinusoïdales équilibrées).

**b. Tensions de source sinusoïdales déséquilibrées**



**Fig. III.5.** Performances de la compensation par la méthode  $p-q$  modifiée (tensions de source sinusoïdales déséquilibrées).

**c. Tensions de source équilibrées contenant des harmoniques**

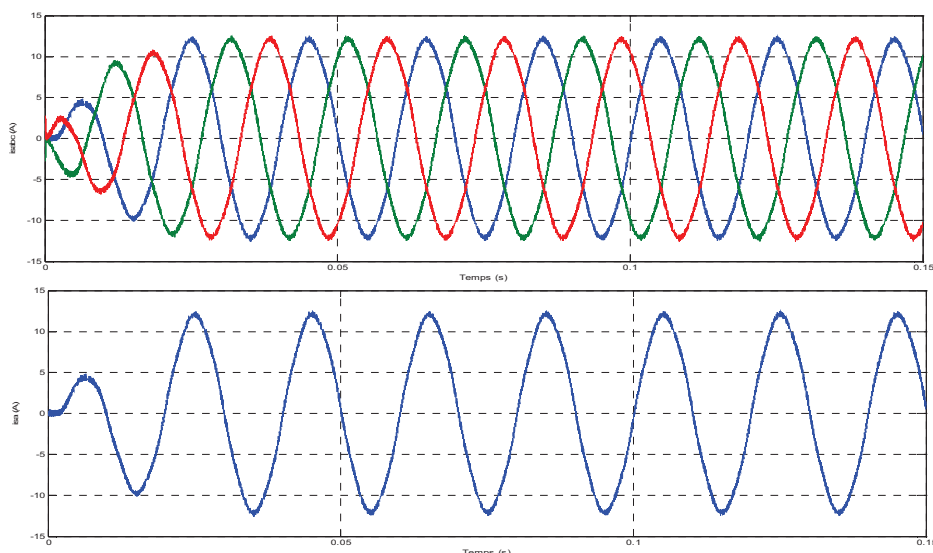


**Fig. III.6.** Performances de la compensation par la méthode  $p-q$  modifiée (tensions de source équilibrées contenant des harmoniques).

Les résultats de simulation obtenus par la méthode de puissance réelle et imaginaire instantanées modifiée, montrent l'efficacité de cette méthode pour compenser les courants harmoniques dus à la charge non linéaire et l'énergie réactive quelque soient les tensions du réseau.

**III.2.3. Résultats de la méthode du filtre coupe bande**

**a. Tensions de source sinusoïdales équilibrées**



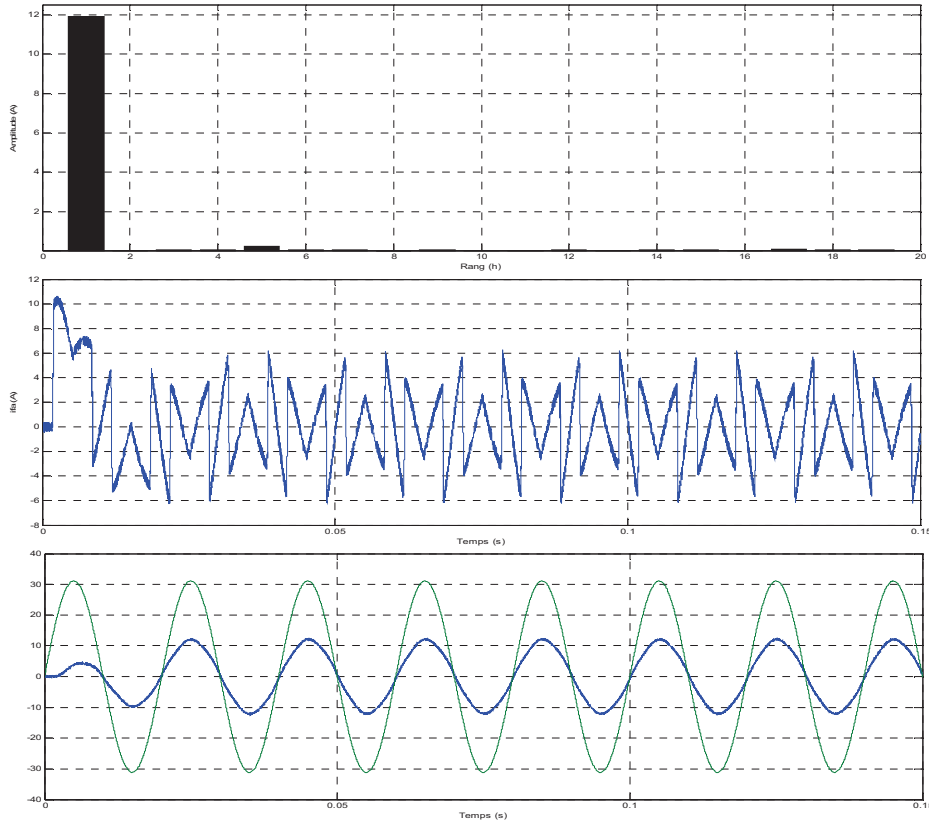


Fig. III.7. Performances de la compensation par la méthode coupe bande (tensions de source sinusoïdales équilibrées).

**b. Tensions de source sinusoïdales déséquilibrées**

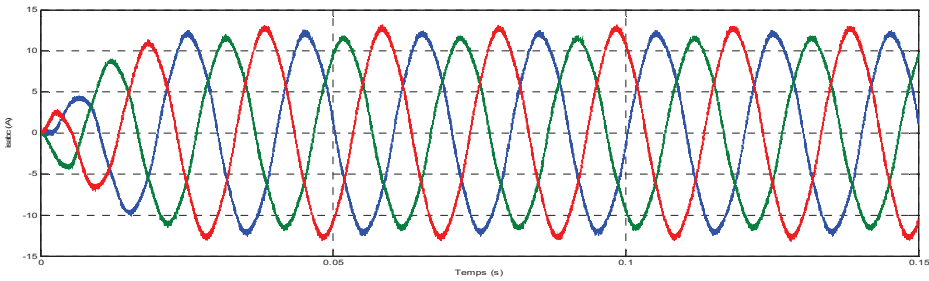


Fig. III.8. Performances de la compensation par la méthode coupe bande (tensions de source sinusoïdales déséquilibrées).

**c. Tensions de source équilibrées contenant des harmoniques**

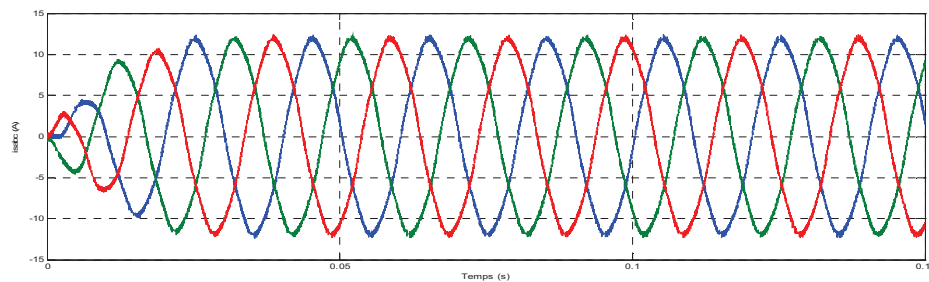
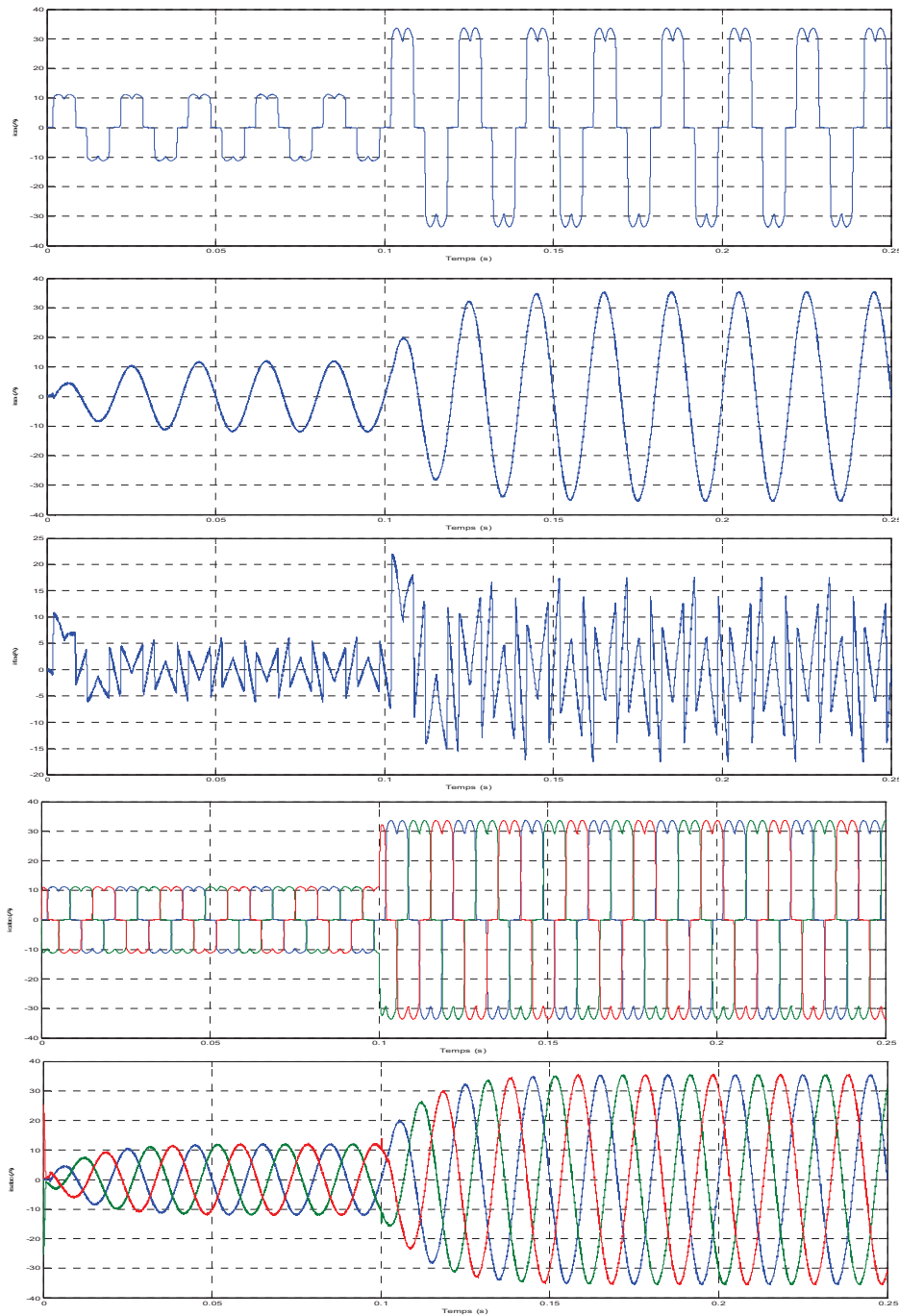


Fig. III.9. Performances de la compensation par la méthode coupe bande (tensions de source équilibrées contenant des harmoniques).

### III.2.4. Variation de la charge

Pour étudier la robustesse de la méthode de puissance réelle et imaginaire instantanées modifiée, nous procédons à une variation brusque de la charge non linéaire à 0.1s, on a illustré sur la Figure III.10 l'évolution du courant de charge et de source pour la phase a. On remarque que les courants de charge subissent une augmentation brusque alors que ceux de la source conservent leur dynamique et leurs formes sinusoïdales.



**Fig. III.10.** Performances de la compensation par la méthode  $p-q$  modifiée pour une variation de charge.

### III.3. Etude comparative

Le Tableau III.2 fait quant à lui une évaluation comparative des performances de ces méthodes. Dans les conditions idéales et non idéales, le THD mesuré rend compte de l'efficacité de chaque technique.

On peut constater que la méthode  $p-q$  modifiée est la meilleure, car elle offre le petit taux de distorsion. La troisième méthode présente l'avantage de calcul des références à partir des courants de charge seulement, autrement dit quelque soit l'influence des harmoniques de courant sur la tension du réseau l'identification des harmoniques reste saine.

**Tableau III.2.** Comparatif de performance des différentes méthodes de compensation.

	Phase	THD (%) avant compensation	THD (%) après compensation		
			$p-q$	$p-q$ modifiée	Coupe bande
Cas idéal	a; b; c	29.26	2.11	1.70	2.65
$v_s$ déséquilibrée	a	29.10	7.60	1.50	2.65
	b	31.97	6.70	1.58	2.97
	c	27.01	6.89	1.58	2.48
$v_s$ polluée harmonique 7	a	31.29	16.30	1.71	2.81
	b	31.30	16.26	1.79	2.77
	c	31.30	16.25	1.75	2.78

### III.4. Conclusion

Dans ce chapitre également, nous avons étudié et comparé les performances des méthodes classiques d'identification des courants harmoniques (méthodes  $p-q$  et coupe bande) et la méthode  $p-q$  modifiée, notamment lorsque les tensions de source sont déséquilibrées ou contenant des harmoniques. La méthode des  $p-q$  classique utilise un filtre passe bas pour séparer les composantes des puissances active et réactive. Cette méthode exige une tension de réseau sans perturbation, pour pouvoir fournir uniquement les courants harmoniques. De plus, nous avons constaté que quelle que soit les conditions de fonctionnement utilisées, la méthode  $p-q$  modifiée donne le meilleur THD, suivie de la méthode du filtre coupe bande puis de la méthode  $p-q$ .

# Conclusion Générale

Dans ce travail, les stratégies d'identification des courants harmoniques d'une charge polluante ont été examinées. Elles représentent la partie principale de la commande d'un filtre actif parallèle. L'objectif de ce dernier est la compensation des perturbations du courant générées par les charges dites non linéaires, tels que les courants harmoniques, les courants réactifs et le déséquilibre du courant même lorsque les tensions du réseau ne sont pas saines.

Nous avons effectuée, dans un premier temps, une étude théorique sur la problématique des perturbations harmoniques générées par des charges non linéaires connectées aux réseaux électriques. Nous avons alors présenté, de manière générale, les solutions traditionnelles et modernes utilisées dans le filtrage. Dans le second chapitre, nous avons présenté les techniques de l'identification des courants harmoniques qui seront exploitées dans ce mémoire pour mettre en œuvre la commande du filtre actif parallèle.

Finalement, la structure complète du filtre actif parallèle a pu être simulée à partir du logiciel Matlab/Simulink. Une étude comparative des trois méthodes d'identification nous a permis de constater que la méthode des puissance réelle et imaginaire instantanées modifiée présente de meilleures performances comparées à ceux des deux méthodes (méthode du filtre coupe bande et méthode des puissance réelle et imaginaire instantanées) en terme de taux de distorsion harmonique (THD) du courant de la source et du facteur de puissance.

## **Références Bibliographiques**

- [1] Mohamed Muftah Abdusalam, “Structures et stratégies de commande des filtres actifs parallèle et hybride avec validations expérimentales”, Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, Mai 2008.
  
- [2] C. Collombet, J.M. Lupin, J. Schonek, “Perturbations harmoniques dans les réseaux pollués, et leur traitement ”, Cahier technique n° 152.
  
- [3] François Defay, “ Commande prédictive directe d’un convertisseur multicellulaire triphasé pour une application de filtrage actif ”, Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, décembre 2008.
  
- [4] Djaffar Ould Abdeslam, “ Techniques neuromimétiques pour la commande dans les systèmes électriques : application au filtrage actif parallèle dans les réseaux électriques basse tension”, Thèse de Doctorat, Université de Haute-Alsace, Décembre 2005.
  
- [5] Omeiri Amar, “ Simulation d’un filtre actif parallèle de puissance pour la compensation des harmoniques de courant ”, Thèse de Doctorat, Université de Annaba 2007.
  
- [6] Amaia Lopez de Heredia Bermeo, “Commande avancées des systèmes dédiés à l’amélioration de la qualité de l’énergie : de la basse tension à la montée tension”, Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, Novembre 2006.
  
- [7] Mesbahi Nadhir, “Contribution à l’étude des performances des onduleurs multiniveaux sur les réseaux de distribution”, Thèse de Doctorat, Université de Annaba, Juin 2014.

- [8] Mohamad Alaa Eddin Alali, “Contribution à l’étude des compensateurs actifs des réseaux électriques basse tension”, Thèse de Doctorat, Université Louis Pasteur, Strasbourg I, Septembre 2002.
- [9] Stéve Beaulieu, “Etude et mise au point d’un filtre actif d’harmonique en vue d’amélioration électrique”, Mémoire de Maîtrise, Université du Québec, mai 2007.
- [10] Bouafia Abdelouhab, “ Techniques de commande prédictive et floue pour les systèmes d’électronique de puissance: application aux redresseurs à MLI”, Thèse de Doctorat, Université Ferhat Abbas – Sétif, Octobre 2010.
- [11] H. Akagi, Y. Kanazawa, and A. Nabae, “Instantaneous reactive power compensators comprising switching devises without energy storage components”, IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 20, no. 3, pp. 625– 630, May/June 1984.
- [12] Shahram Karimi, “Continuité de service des convertisseurs triphasés de puissance et prototypage "FPGA in the loop": application au filtre actif parallèle ”, Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, Janvier 2009.
- [13] Abdelhamid Hamadi, “Contribution à l’étude des filtres hybrides de puissance utilisés pour améliorer la qualité de l’énergie dans le réseau électrique de distribution”, Thèse de Doctorat, Université du Québec, Septembre 2010.
- [14] Salim Mouttou, “Nouvelles approches de commande d’un filtre actif parallèle à source de courant ”, Thèse de Doctorat, Université du Québec à Trois-Rivières, Octobre 2002.