

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université MOULOUD MAMMARI de Tizi Ouzou
Faculté de génie électrique et de l'informatique
Département d'Electrotechnique

Mémoire

De fin d'étude
En vue de l'obtention du Diplôme
D'ingénieur d'état en électrotechnique

Option : Réseaux Electriques

Thème

*Etude d'un filtre actif parallèle commandé
par hystérésis modulé et méthodes
d'identification des harmoniques*

Proposé et dirigé par :

M^{elle} R.Kachenoura

Etudie et réalisé par :

Bahmed Redouane
Hamid Nadjim
Ikhlef Mohand

Promotion 2012

R emercîments

Nous tenons à remercier M^{elle} R.Kachenoura, maitre de conférences à l'université MOULOUD MAMMERI de Tizi-ouzou pour avoir dirigé ce travail, pour sa disponibilité et son aide.

Nous tenons aussi à remercier les membres du jury qui nous ont fait l'honneur de juger ce travail. Que chacun reconnaisse notre gratitude.

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur les harmoniques	
I.1 Introduction.....	3
I.2 Définition des harmoniques.....	3
I.3 Les inter-harmoniques.....	3
I.4 Les infra-harmoniques.....	3
I.5 Origine des harmoniques.....	4
I.6 Effets des harmoniques.....	5
I.6.1 Les effets instantanés.....	5
I.6.1.1 Vibrations mécaniques.....	6
I.6.1.2 phénomènes de résonance.....	6
I.6.1.3 L'interférence avec les réseaux de télécommunication.....	6
I.6.2 Effet à terme.....	6
I.6.2.1 Échauffement dans les conducteurs et les équipements électriques.....	6
I.6.2.2 Effets sur le conducteur neutre.....	7
I.6.2.3 Dysfonctionnement d'appareils utilisant la tension comme référence.....	7
I.7 Caractéristiques des perturbations.....	7
I.7.1 Rang d'un harmonique.....	8
I.7.2 Le facteur de puissance.....	9
I.7.3 Facteur de crête et facteur de distorsion.....	10
I.8 L'impacte économique des perturbations harmoniques.....	10
I.9 Normes de qualité.....	11
I.9.1. Pour les réseaux publics à basse tension.....	11
I.9.2. Pour les réseaux publics moyenne et haute tension.....	11
I.9.3. Pour les installations industrielles basses tension et moyenne tension.....	11
I.10. Conclusion.....	14

Chapitre II : Moyens de mitigation contre la pollution harmonique

II.1.Introduction.....	15
II.2. Solutions traditionnelles.....	15
II.2.1. Sur dimensionnement ou déclassement de l'installation électrique.....	15
II.2.2. Transformateurs spéciaux.....	16
II.2.2.1. Transformateur de mise à la terre.....	16
II.2.2.2. Utiliser des transformateurs à couplages particuliers.....	16
II.2.3. Placer des inductances dans les installations.....	17
II.2.4. Filtrage d'harmoniques.....	17
II.2.4.1. Filtres passifs.....	17
II.2.4.1.1. Filtre passif amorti.....	18
II.2.4.1.2. Filtre passif résonant.....	19
II.2.4.1.3. Avantages et inconvénients des filtres passifs.....	20
II.3. Solutions modernes.....	20
II.3.1. Filtrage actif.....	21
II.3.1.1. Principe de fonctionnement du filtre actif.....	21
II.3.1.2. Filtre actif série (F.A.S).....	21
II.3.1.2.1 Mise en œuvre.....	22
II.3.1.3. Filtre actif parallèle << Shunt >> (F.A.P).....	23
II.3.1.3.1. Mise en œuvre.....	23
II.3.1.4. La combinaison parallèle-série d'un filtre actif (UPQC).....	24
II.4. Comparaison entre filtrage actif et filtrage passif.....	25
II.5. Les structures hybrides.....	26

II.5.1. Le filtre actif série avec des filtres passifs parallèles.....	26
II.5.2. Le filtre actif série connecté en série avec des filtres passifs parallèles...	27
II.5.3. Le filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle.....	27
II.6. Récapitulatif des configurations de base des filtres actifs.....	28
II.7. Choix de la structure.....	30
II.8. Domaines d'application des filtres actifs.....	31
II.9. Critère requis.....	31
II.10. Avantages et inconvénients des filtres actifs.....	32
II.11. Etude du filtre actif shunt.....	32
II.11.1. Rôle.....	33
II.11.2. Points de raccordement.....	33
II.11.3. Structure générale du filtre actif parallèle.....	34
II.12. Conclusion.....	35
Chapitre III : Identification des courants harmonique et commande du filtre actif	
III.1. Introduction.....	36
III.2. Méthode du domaine fréquentiel.....	36
III.2.1. Méthode de fourier et de la FFT.....	36
III.3. Méthodes du domaine temporel	36
III.3.1. Méthode des puissances instantanées.....	36
III.3.1.1. Caractéristique de la méthode des puissances instantanées.....	39
III.3.2. Identification avec compensation de l'énergie réactive.....	39
III.3.2.1. Principe.....	39

III.3.2.2. Détermination de courant réactif I_{ffr}	40
III.3.2.3. Algorithme d'identification.....	41
III.3.2.4. Validation de la méthode d'identification des harmoniques.....	42
III.3.3. Méthode du référentiel lié au synchronisme.....	44
III.3.4. Autres méthodes d'identification.....	46
III.4. Commande du filtre actif parallèle.....	46
III.4.1. Commande par hystérésis.....	46
III.4.2. Commande des courants par la méthode dite hystérésis modulée.....	50
III.5. Conclusion.....	53

Chapitre IV : Modélisation globale du système

IV.1. Introduction.....	54
IV.2. Schéma du système global.....	55
IV.3. Modélisation du réseau.....	56
IV.4. Modélisation de la charge polluante.....	56
IV.5. Modélisation de l'onduleur de tension.....	57
IV.5.1. Structure générale.....	58
IV.5.2. Tension fournie par l'onduleur.....	59
IV.5.3. Système de stockage d'énergie.....	61
IV.5.4. Filtre de sortie.....	61
IV.6. Filtre de sélection utilisé pour la détection des références.....	61
IV.6.1. Le filtre passe bas.....	62
IV.6.1.1. Fonction de transfert.....	62

Sommaire

2012

IV.6.2. Le filtre de Butterworth.....	63
IV.6.3. Filtre de Chebycheve.....	64
IV.6.3.1. Filtre de type 1 (direct).....	64
IV.6.3.2. Filtre de type 2 (inverse).....	65
IV.10. Conclusion.....	65

Chapitre V : Simulation du réseau, filtre actif et la charge polluante

V.1. Introduction.....	66
V.2. Résultat de simulation.....	66
V.2.1. Le filtre passe bas.....	66
V.2.2. Le filtre de Butterworth.....	69
V.2.3. Le filtre de Tchebyshev.....	72
V.3. Interprétation des résultats.....	79
V.4. Conclusion.....	80

Figure (I.I) : Les différents niveaux de perturbation pour une cohabitation pollueurs-pollués.....	12
Figure (II.1) : Transformateur de mise à la terre.....	16
Figure (II.2) : transformateur Yz.....	16
Figure (II.3) : Principe d'utilisation d'un filtre passif.....	18
Figure (II.4) : (a) un filtre 1 ^{er} ordre, en (d) un filtre 2 ^{ème} ordre et en (c) un filtre 3 ^{ème} ordre.....	18
Figure (II.5) : Modèle d'un filtre passif résonant.....	19
Figure (II.6) : Filtres résonants agissant sur plusieurs rangs harmoniques.....	19
Figure (II.7) : filtre actif série.....	22
Figure (II.8) : filtre actif parallèle.....	23
Figure (II.9) : Combinaison parallèle-série actifs (UPQC).....	24
Figure (II.10) : Filtre actif série et filtre passif parallèle.....	26
Figure (II.11) : Filtre actif série connecté en série avec un filtre passif parallèle.....	27
Figure (II.12) : Filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle.....	27
Figure (II.13) : Raccordement d'un filtre actif shunt.....	33
Figure (II.14) : structure générale d'un filtre actif parallèle.....	34
Figure (III.1) : Identification des courants de références par la méthode des puissances instantanées.....	38
Figure (III. 2) : Modèle en simulink de calcul de courant réactive.....	41
Figure (III.3) : algorithme d'identification des harmoniques.....	41
Figure (III.4) : Vérification du fonctionnement de la méthode d'identification des courants harmoniques...	43
Figure (III.5) : Génération des courants de référence par la méthode dite SRF.....	45
Figure(III.6) : commande par hystérésis.....	46
Figure(III.7) : Onduleur triphasé de tension débitant dans une charge RL.....	47
Figure (III.8) : Le courant et la tension de la phase a générés par la méthode hystérésis.....	48

Figure (III.9) : principe du contrôleur de courant par hystérésis modulée.....	50
Figure (III.10) : signal triangulaire avec une amplitude et pente variable.....	51
Figure (IV.1) : schéma du système globale.....	55
Figure (IV.2) : schéma simplifié d'un réseau électrique.....	56
Figure (IV.3) : schéma de la charge polluante.....	57
Figure (IV.4) : Onduleur de tension triphasé.....	58
Figure (IV.5) : Filtre passe bas.....	62
Figure (V.1) : Performances du filtre actif de puissance en simulation.....	67
Figure (V.2) : spectre harmonique du courant de charge I_{ch1} avant filtrage.....	68
Figure (V.3) : spectre harmonique du courant de la source I_{s1} après filtrage.....	69
Figure (V.4) : Performances du filtre actif de puissance en simulation.....	70
Figure (V.5) : Spectre harmonique du courant de charge I_{ch1} avant filtrage.....	71
Figure (V.6) : Spectre harmonique du courant de la source I_{s1} après filtrage.....	72
Figure (V.7) : Performances du filtre actif de puissance en simulation.....	73
Figure (V.8) : Spectre harmonique du courant de charge I_{ch1} avant filtrage.....	74
Figure (V.9) : Spectre harmonique du courant de la source I_{s1} après filtrage.....	75
Figure (V.12) : Courant I_d	75
Figure (V.11) : Courant I_q	76
Figure (V.10) : Courants qui traverse le condensateur I_{cm}	77
Figure(V.13) : la tension du bus continu V_o	77
Figure (V.14) : Tension du bus continue V_o	78

Tableau (I.1) : principal charge polluante.....	5
Tableau (I.2) : Taux (en %) des tensions harmoniques acceptables (compatibilité)...	12
Tableau (I.3) : Limites des composantes harmoniques en courant.....	13
Tableau (I.4) : Limites des émissions de courants harmoniques.....	13
Tableau (II.1) : Comparaison entre filtrage actif et filtrage passif.....	25
Tableau (II.2) : Récapitulatif des configurations de base des filtres actifs.....	28
Tableau (IV.1) : Tensions générées par l'onduleur.....	60

Introduction générale

Introduction générale

La prolifération de perturbations électriques est due à un nombre croissant de charges non linéaires connectées aux lignes électriques (tels que les convertisseurs, les ordinateurs personnels, les appareils à tubes fluorescents, etc.). Tous ces appareils possèdent la particularité d'absorber des courants non sinusoïdaux et donc d'introduire dans les lignes électriques des pollutions harmoniques en courant. Les composantes harmoniques générées se propagent dans l'ensemble du réseau de distribution électrique sous la forme de courants qui peuvent sérieusement affecter d'autres appareils en allant parfois même jusqu'à les détériorer.

Pour compenser ces perturbations, il existe plusieurs solutions parmi lesquelles on rencontre le filtrage passif. Cette solution, connue depuis fort longtemps, la plus répandue surtout en forte puissance et sous haute tension. Néanmoins, elle présente des inconvénients majeurs comme le phénomène de résonance avec le réseau qui est à l'origine de l'amplification de tout harmonique à des fréquences voisines de celle de la résonance.

Afin d'éviter les inconvénients des filtres passifs, une autre solution consiste à mettre en œuvre un filtrage actif, cette solution consiste à connecter le filtre actif en parallèle avec le système polluant : ainsi, il injecte au réseau un courant de même amplitude que celle du courant harmonique à éliminer mais en opposition de phase. Ils sont constitués de convertisseurs à base d'interrupteurs de puissance, de type onduleur, associés à un dispositif de contrôle et de commande adaptée. Cette technique nécessite une identification des harmoniques.

Le FAP, appelé aussi compensateur shunt, est connecté en parallèle sur le réseau électrique. Il est dimensionné uniquement par rapport à la puissance due aux harmoniques absorbés par la charge polluante. Son indépendance totale par rapport à la source et à la charge lui confère des propriétés avantageuses : auto-adaptabilité, fiabilité et efficacité. L'identification et le filtrage des harmoniques peuvent utiliser différentes techniques. La plus efficace et la plus utilisée consiste à identifier et à filtrer les harmoniques polluants dans l'espace des puissances instantanées. Nous avons adopté cette technique dans nos travaux en raison des nombreux avantages qu'elle procure, actuellement, les solutions actives sont celles qui répondent au mieux aux contraintes de la production et de la distribution. Leur réponse est instantanée et elles s'adaptent automatiquement aux évolutions des perturbations introduites par les charges du réseau électrique. Que ce soit dans le secteur industriel ou dans le secteur domestique, les FAP s'insèrent facilement dans un réseau de distribution électrique sans imposer un aménagement des installations du fournisseur d'énergie ou du consommateur.

Le travail présenté dans ce projet concerne plus particulièrement l'utilisation du filtre actif parallèle afin de réduire les harmoniques.

Ce mémoire est composé de cinq chapitres distincts. Dans le premier, nous présentons les perturbations des réseaux électriques connectés à des charges dites polluantes. Les origines de cette pollution harmonique, les conséquences et les normes inhérentes à ces perturbations.

Dans le deuxième chapitre, nous exposons les différentes solutions traditionnelles et modernes de dépollution. Nous détaillerons les avantages, inconvénients et les perspectives de développement des solutions de type filtre actif, aujourd'hui très utilisées dans l'industrie. Dans ce chapitre, nous présenterons également les compensateurs actifs série, appliqués ici pour réduire les perturbations en tension, et la solution combinée série-parallèle (ou hybride), proposée pour compenser l'ensemble des perturbations du réseau électrique basse tension.

Le troisième chapitre sera consacré à l'identification des courants harmoniques et la commande du filtre actif. On peut identifier les courants harmoniques soit dans le domaine fréquentiel ou temporel. Les méthodes du domaine fréquentiel sont en grande partie basées sur l'analyse de Fourier de la tension ou du courant non sinusoïdal. Pour les méthodes domaine temporel, la plus connue de ces méthodes est sans doute la méthode des puissances instantanées. Finalement, nous concluons ce travail en élaborant la Commande à hystérésis modulé.

Dans le quatrième chapitre nous passerons à la modélisation du système réseau, charge polluante, filtre actif.

Enfin, nous représenterons les résultats de simulations et terminerons notre projet par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur les harmoniques

I.1. Introduction

Généralement, le distributeur d'énergie délivre l'énergie électrique sous forme d'un système triphasé de tensions sinusoïdales. Les paramètres caractéristiques de ce système sont la fréquence, l'amplitude, la forme d'onde, qui doit être sinusoïdale et la symétrie du système triphasé. Mais depuis quelques années, avec l'évolution technologique des composants d'électronique de puissance les distributeurs d'énergie rencontrent plusieurs problèmes liés à l'accroissement du nombre de convertisseurs statiques raccordés aux réseaux de distribution d'énergie. En effet, ces convertisseurs sont des sources polluantes qui absorbent des courants non sinusoïdaux et consomment pour la plupart de la puissance réactive.

Les harmoniques générés sont des perturbations permanentes affectant la forme d'onde de la tension du réseau. Ces perturbations se superposent à l'onde fondamentale. Elles ont donc pour conséquence de modifier l'onde de tension ou de courant ce qui se traduit par une dégradation du facteur de puissance et/ou par la génération de courants et de tensions alternatives de fréquence différente de celle du fondamental.

Ce chapitre est une contribution à une meilleure connaissance des problèmes des harmoniques et de leurs causes.

I.2. Définition des harmoniques

Les harmoniques sont des signaux de fréquence multiples de la fréquence fondamentale de 50Hz. Ils sont générés par des charges dites non linéaires.

I.3. Les inter-harmoniques

Les inter-harmoniques sont des signaux de fréquence non multiples de la fréquence Fondamentale ; ils se situent entre les harmoniques. Certains de ces derniers sont émis par les charges non linéaires.

Parmi ces charges on trouve des convertisseurs de fréquence statiques qui génèrent les tensions et les courants inter-harmoniques sur le réseau tels les variateurs de vitesse pour les moteurs asynchrones. Les fours à arcs génèrent aussi des courants inter-harmoniques.

I.4. Les infra-harmoniques

Ce sont des composantes qui sont à des fréquences inférieures à celle du fondamental.

I.5. Origine des harmoniques [1]

Certains appareils, contenant en général des éléments d'électronique de puissance pour se raccorder au réseau, absorbent un courant qui n'est pas sinusoïdal. Ces charges sont connues sous le nom de charges non linéaires et sont principalement à l'origine de la distorsion harmonique présente sur le réseau. Les convertisseurs statiques sont les plus gênants du fait du nombre et de la puissance des dispositifs installés. Nous pouvons citer.

- ∅ Les gradateurs, que cela soit pour les entraînements de faible puissance, les systèmes d'éclairage et de chauffage ou pour les systèmes de conduite des réseaux.
- ∅ Les redresseurs de tension à diode ou à thyristor.
- ∅ Les circuits magnétiques saturables.
- ∅ équipements industriels (les machines à souder, fours à arc, fours à induction)
- ∅ les variateurs de vitesse pour moteurs asynchrones ou moteurs à courant continu
- ∅ les appareils de bureautique (ordinateurs, photocopieurs, fax, ...)
- ∅ les appareils domestiques (TV, fours micro-onde, éclairage néon, ...)
- ∅ les onduleurs.

Le tableau (I.1) montre quelques exemples de charge non linéaire fréquemment utilisé dans les réseaux électrique :

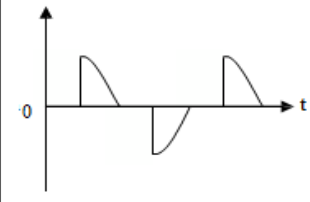
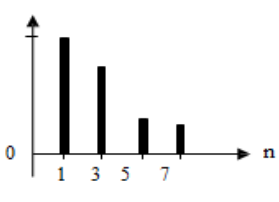
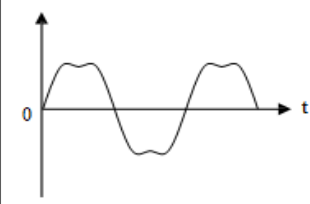
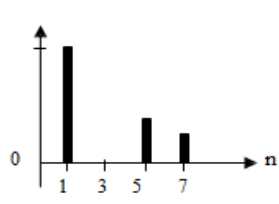
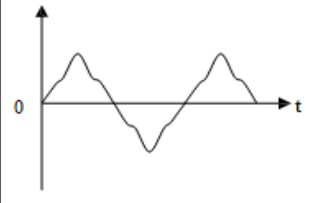
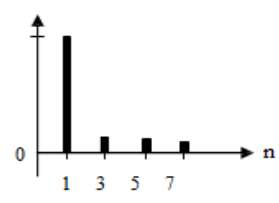
type de charge	Apareils concernés	courant absorbé	spectre harmonique correspondant
Gradateurs monophasé	-Régulation de puissance de fours à résistance -Modulation de puissance des lampes halogène		
-Redresseurs triphasé à thyristors	-variateur de vitesse des moteurs a courant continu et des moteurs synchrone		
-Moteurs asynchrone	-Machines - outils -Appareils électroménageres -ascenseurs		

Tableau (I.1) : principal charge polluante

I.6. Effets des harmoniques [2]

Les courants harmoniques associés aux différentes impédances du réseau vont donner naissance à des tensions harmoniques qui vont se superposer à la tension fondamentale du réseau. La tension qui en résulte n'est plus tout à fait sinusoïdale.

Ainsi la pollution présente sur le réseau de distribution pourrait être préjudiciable au bon fonctionnement de tous les récepteurs (ou charge) raccordés sur ce même réseau. On distingue deux types d'effet des harmoniques sur les équipements électriques :

I.6.1. Effets instantanés

Ce sont des effets immédiats sur le bon fonctionnement d'un équipement. Par exemple, dans le cas des appareils électroniques, il peut s'agir d'une altération de l'image pour les écrans de télévision ou une altération du son d'un téléphone. La précision des appareils de mesure est également affectée par la présence d'harmoniques.

I.6.1.1. Vibrations mécaniques

La présence d'harmoniques peut engendrer des couples mécaniques pulsatoires sur l'arbre des moteurs asynchrones. Ces couples, qui sont dus aux champs tournants harmoniques, engendrent des vibrations dans les moteurs électriques.

I.6.1.2. Phénomènes de résonance

Les fréquences de résonance des circuits formés par les inductances du transformateur et les capacités des câbles sont normalement assez élevées, mais elles peuvent coïncider avec la fréquence d'un harmonique. Dans ce cas, il y aura une amplification importante qui peut détruire les équipements raccordés au réseau.

I.6.1.3. 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

I.6.2. Effets à terme

Ils se manifestent après une longue exposition au phénomène et se traduisent par une perte partielle des fonctionnalités ou une destruction complète de l'appareil.

I.6.2.1. Échauffement dans les conducteurs et les équipements électriques [3]

Les pertes totales par effet Joule sont la somme de celles du fondamental et des harmoniques :

$$R * I^2 = \sum_{n=1}^{n=\infty} R * I_n^2 \quad (I.1)$$

Avec I le courant total, I_n composante harmonique de rang n qui est dite fondamental pour $n=1$, et R la résistance traversée par le courant I .

Les harmoniques augmentent aussi les pertes fer (pertes par courants de Foucault). Ils prennent de l'importance dans les matériels utilisant les circuits magnétiques (moteurs, transformateurs...).

Le vieillissement des isolants est souvent dû à une contrainte en tension résultante de la présence de la tension harmonique, donc à une augmentation locale du courant de fuite, ou encore à l'échauffement exagéré dans les conducteurs.

I.6.2.2. Effets sur le conducteur neutre [4]

Dans un système équilibré, les composantes homopolaires dans le neutre sont nulles. Ceci n'est pas le cas des systèmes comportant une charge non linéaire. En effet, les courants homopolaires des harmoniques de rang multiple de 3 vont s'additionner dans le conducteur neutre. L'intensité de ces courants superposés peut endommager sérieusement le câble neutre.

I.6.2.3. Dysfonctionnement d'appareils utilisant la tension comme référence

Une tension déformée peut altérer le bon fonctionnement de certains appareils électroniques qui utilisent les passages à zéro de la tension d'alimentation pour fonctionner adéquatement. En effet, les tensions harmoniques peuvent créer des faux passages de la tension à zéro, ce qui engendre un mauvais fonctionnement pour ces appareils. Divers équipements sont sensibles à cette problématique, citons : les convertisseurs de courant, les automates programmables.

I.7. Caractéristiques des perturbations

Le cœur de notre étude repose sur des grandeurs électriques non sinusoïdales, il est nécessaire de faire un rappel sur les grandeurs électriques en présence d'harmoniques. La théorie classique de l'énergie électrique ne tient compte que des systèmes électriques basés sur des signaux sinusoïdaux équilibrés. Cependant les signaux électriques présents sur les réseaux (surtout les courants) sont souvent perturbés et ils ne sont pas parfaitement sinusoïdaux ni équilibrés. Dans le domaine de la qualité de l'énergie, il est indispensable de bien connaître tous les échanges d'énergies entre le réseau et les différentes charges de façon à pouvoir compenser les éventuelles perturbations. L'analyse des signaux non sinusoïdaux et déséquilibrés est basée sur deux concepts mathématiques qui sont les harmoniques et les composants symétriques, qui permettent la décomposition des signaux électriques perturbés en composantes idéales.

Le concept d'harmonique a été introduit au début du XIX^{ème} siècle par Joseph Fourier, en démontrant que tout signal périodique non sinusoïdal peut être décomposé sous la forme d'une série donnée par :

$$X(t) = X_0 + \sum_1^{\infty} X_n \sqrt{2} \sin[n(\omega t) + \varphi_n] \quad (I.2)$$

X_0 : la composante continue généralement nulle

ω : pulsation de la fréquence fondamentale

n : le rang de l'harmonique

X_n : valeur efficace de l'harmonique de rang « n »

φ_n : phase de l'harmonique de rang n

Les expressions instantanées du courant $I(t)$ et de la tension $V(t)$ peuvent donc se mettre sous la forme :

$$I(t) = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sqrt{2} \sin[n(\omega t) + \alpha_n] \text{ et } V(t) = \sum_{n=1}^{\infty} V_n \sqrt{2} \sin[n(\omega t) + \beta_n] \quad (I.3)$$

Les valeurs efficaces de $I(t)$ et $V(t)$, respectivement I_{eff} et V_{eff} . Sont données par l'application de la formule générale:

$$X_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T X^2(t) dt} \quad (I.4)$$

Où:

$$I_{eff} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2} \text{ et } V_{eff} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} V_n^2} \quad (I.5)$$

I.7.1. Rang d'un harmonique

Le rang de l'harmonique est défini comme étant le rapport entre sa fréquence f_n à celle du fondamental f_1 .

$$n = \frac{f_n}{f_1}$$

I.7.1. Facteur de puissance

Dans le cas d'un réseau équilibré, on peut définir les grandeurs de puissance suivantes : la puissance instantanée (p), la puissance active (P) et la puissance apparente (S)

$$p(t) = v(t) \cdot i(t) \quad (I.6)$$

$$S = V_{eff} \cdot I_{eff} \quad (I.7)$$

$$P = \sum_{n=1}^{\infty} I_{n_eff} \cdot V_{n_eff} \cos(\varphi_n) \quad \text{où } \varphi_n = \beta_n - \alpha_n \quad (I.8)$$

Le facteur de puissance « F_p », défini par le rapport entre la puissance active et la puissance apparente s'exprime par :

$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{\sum_{n=1}^{\infty} I_{n_eff} \cdot V_{n_eff} \cos(\varphi_n)}{I_{eff} \cdot V_{eff}} \quad (I.9)$$

Afin d'estimer la participation des harmoniques du courant dans la puissance apparente, une notion de puissance supplémentaire appelée puissance déformante (D) est introduite, donnée par la relation (I. 10) dans le cas où la tension est parfaitement sinusoïdale.

$$D = V_1 \cdot \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2} \quad (I.10)$$

La puissance apparente peut donc se mettre sous la forme :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (I.11)$$

Le facteur de puissance s'écrit alors

$$F_p = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (I.12)$$

Cette dernière expression fait clairement apparaître l'impact de la puissance déformante sur la dégradation du facteur de puissance

I.7.2. Facteur de crête et facteur de distorsion harmonique

Différents critères sont définis pour caractériser les perturbations harmoniques. Dans l'industrie la distorsion d'une tension ou d'un courant est décrite par deux indices, soit le facteur de crête ou le facteur de distorsion harmonique.

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

$$\text{facteur de crête} = \frac{\text{tension crête}}{\text{tension efficace}} \quad (\text{I. 13})$$

Pour une tension sinusoïdale, le facteur de crête a une valeur de $\sqrt{2} = 1,41$. Une onde ayant un facteur de crête inférieur à 1,4 sera plutôt aplatie. Par contre, si le facteur de crête est supérieur à 1,4 ; l'onde sera plutôt pointue.

Par définition le facteur de distorsion harmonique (total harmonic distortion (THD)) d'un courant ou d'une tension est égal à la valeur efficace de l'ensemble des harmoniques, divisé par la valeur efficace de la composante fondamentale.

$$\text{Le facteur de distorsion harmonique (THD)} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} X_n^2}}{X_1} \quad (\text{I. 14})$$

$$\text{Le taux de distorsion harmonique en courant TDH}_i = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2} \quad (\text{I. 15})$$

$$\text{Le taux de distorsion harmonique en tension TDH}_v = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{v_n}{v_1}\right)^2} \quad (\text{I. 16})$$

Il s'ensuit que les tensions et les courants sinusoïdaux ont un facteur de distorsion nul.

I.8. Impact économique des perturbations harmoniques [6]

Les harmoniques ont un impact économique important. En effet :

- Ø le vieillissement prématuré du matériel conduit à le remplacer plutôt, à moins de l'avoir initialement surdimensionné
- Ø les surcharges du réseau obligent à augmenter la puissance souscrite, et impliquent, à moins d'un surdimensionnement des installations, des pertes supplémentaires
- Ø les déformations du courant provoquant des déclenchements intempestifs et l'arrêt des installations de production.

Ces coûts de matériel, pertes énergétiques et perte de productivité entraînent une baisse de la compétitivité des entreprises.

I.9 Normes de qualité [6]

Afin de garantir un niveau de qualité de l'énergie satisfaisant en limitant les effets des perturbations harmoniques, les distributeurs d'énergie et les utilisateurs sont amenés à respecter des normes et des recommandations qui définissent les règles relatives à la compatibilité électromagnétique (CEM) définies au niveau international par la CEI.

La norme CEI 50160 définit les caractéristiques principales au point de livraison du client pour un réseau public basse tension, et en particulier les niveaux de tensions harmoniques (ceux de la classe 2 du tableau I.3). Il s'agit de niveaux de compatibilité en termes de compatibilité électromagnétique. En outre cette norme, indique les niveaux maximums des divers rangs harmoniques, elle est définie par la CEI 61000.

I.9.1. Pour les réseaux publics à basse tension

CEI 61000-2-2 et recommandations CIGRE (Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques).

I.9.2. Pour les réseaux publics moyenne et haute tension

Projet de norme CEI pour la moyenne tension et recommandations de la CIGRE.

I.9.3. Pour les installations industrielles basses tension et moyenne tension

CEI 61000-2-4 A titre d'illustration le tableau extrait de cette norme indique les niveaux de compatibilité harmonique dans trois situations types (classes).

Afin d'éviter d'atteindre ces niveaux il faut fixer des limites aux perturbations émises (niveau d'émission) par les appareils pris isolément, ou bien pour un ensemble de matériels vis à vis de leur point de raccordement au réseau électrique. En basse tension et pour les appareils absorbant un courant inférieur à 16 A il existe la CEI 61000-3-2 et, pour les appareils absorbant un courant supérieur à 16 A, le projet de guide CEI 61000-3-4.

Pour les applications industrielles il n'y a pas de norme mais une sorte de consensus autour de la notion d'étapes pour l'autorisation de raccordement au réseau public : l'étape 1 étant l'acceptation automatique pour de faibles puissances vis à vis de la puissance souscrite, l'étape 2 étant l'acceptation sous réserve (de ne pas dépasser pour un utilisateur seul des niveaux de l'ordre de la moitié des niveaux de compatibilité), et l'étape 3 l'acceptation à titre exceptionnel et précaire lorsque le niveaux précédent est dépassé.

Enfin, pour garantir un bon fonctionnement des appareils il est nécessaire que ceux-ci puissent supporter des niveaux de perturbation. Supérieurs aux niveaux de compatibilité

indiqués dans la figure (I.1) dans le cas où ceux-ci seraient dépassés, ce qui est admis de façon transitoire ; c'est leur niveau d'immunité.

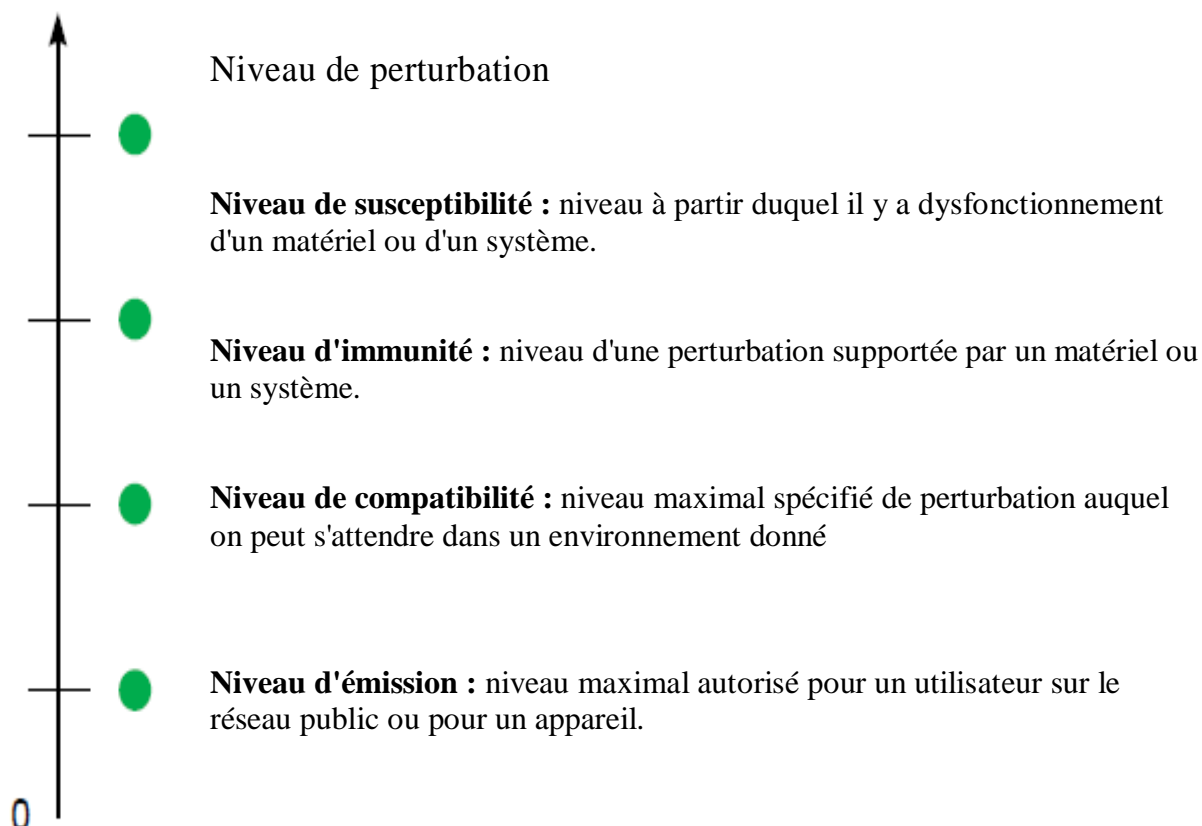


Figure (I.1) : Les différents niveaux de perturbation pour une cohabitation pollueurs-pollués
CEI 61000-2-4

Rang de l'harmonique	Classe 1 (matériels et systèmes sensibles)	Classe 2 (réseaux Publics et industriels)	Classe 3 (pour le raccordement des gros pollueur)
2	2	2	3
3	3	5	6
4	1	1	1.5
5	3	6	8
6	0.5	0.5	1
7	3	5	7
8	0.5	0.5	1
9	1.5	1.5	2.5
10	0.5	0.5	1
11	3	3.5	5
12	0.2	0.2	1
13	3	3	4.5
THD	5%	8%	10%

Tableau (I.2) : Taux (en %) des tensions harmoniques acceptables (compatibilité).

Le tableau (I.3) présente la norme CEI-1000-3-2 qui fixe la limitation des courants injectés dans un réseau public basse tension pour des équipements dont le courant par phase est inférieur à 16A. Il s'agit là des appareils du domaine domestique. Aussi, du fait de leur puissance, les équipements industriels sont exclus du champ d'application de cette norme [7].

Harmoniques impairs		Harmoniques pairs	
Rang	Courant harmonique	Rang	Courant harmonique
3	2.30	2	1.08
5	1.14	4	0.43
7	0.77	6	0.30
9	0.40	8 h 40	0.23 8/h
11	0.33		
13	0.21		
15 h 39	0.15 15/h		

Tableau (I.3) : Limites des composantes harmoniques en courant.

La norme (CEI-1000-3-4) spécifie les limites d'émissions de courants harmoniques des équipements individuels d'intensité assignée supérieure à 16A et jusqu'à 75A. Ces limites s'appliquent aux réseaux publics de tensions nominales comprises entre 230V (monophasé) et 600 V (triphasé).

Rang	Courant harmonique en %
3	21.6
5	10.7
7	7.2
9	3.8
11	3.1
13	2.0
15	0.7
17	1.2
19	1.1
21	≤ 0.6
23	0.9
25	0.8
27	≤ 0.6
29	0.7
31	0.7
≥33	≤ 0.6
pair	≤ 0.6 ou 0.15 8/

Tableau (I.4) : Limites des émissions de courants harmoniques

I.10. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu que la présence des éléments d'électroniques de puissance cause la détérioration de la qualité du courant et de la tension des réseaux de distribution. En effet, ces systèmes absorbent des courants non sinusoïdaux, même s'ils sont alimentés par une tension sinusoïdale. Ces équipements électriques sont considérés comme des charges non linéaires émettant des courants harmoniques dont les fréquences sont des multiples entiers ou non entiers de la fréquence fondamentale. Ainsi différents critères sont définis pour caractériser ces perturbations.

Chapitre II

Moyens de mitigation contre la pollution harmonique

II.1. Introduction

Diverses méthodes sont employées afin de réduire la pollution harmonique sur les réseaux de distribution. Parmi ces méthodes, nous pouvons citer par exemple : le surdimensionnement des éléments composant le réseau, l'utilisation de transformateurs spéciaux, le filtrage passif et le filtrage actif. Les deux derniers moyens de mitigation mentionnés sont les plus répandus.

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.

Deux groupes de solutions de dépollution pour compenser toutes les perturbations peuvent être distingués : les solutions traditionnelles et les solutions modernes.

II.2. Solutions traditionnelles

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

II.2.1. Surdimensionnement ou déclassement de l'installation électrique [8]

L'objectif n'est pas d'éliminer les courants harmoniques circulant dans l'installation électrique, mais plutôt de "faire avec", en évitant leurs conséquences.

Au moment de la conception d'une nouvelle installation, l'idée consiste à surdimensionner tous les éléments de l'installation susceptibles de véhiculer des courants harmoniques, à savoir les transformateurs, les câbles, les disjoncteurs, les groupes électrogènes et les tableaux de distribution. La solution la plus largement utilisée est le surdimensionnement du conducteur neutre, afin d'éviter son usure prématurée.

La conséquence est un accroissement important du coût de l'installation.

Dans des installations existantes, la solution la plus répandue consiste à déclasser les équipements de distribution électrique. La conséquence est l'impossibilité de tirer profit du potentiel réel de l'installation.

II.2.2. Transformateurs spéciaux

II.2.2.1 Transformateur de mise à la terre [2]

Afin d'éviter le passage des courants harmoniques par le conducteur de neutre, l'ajout d'un transformateur de mise à la terre créant un neutre artificiel est une solution efficace. Ce type de transformateur fournit un chemin de faible impédance pour les courants harmoniques qui sont déviés dans son propre neutre.

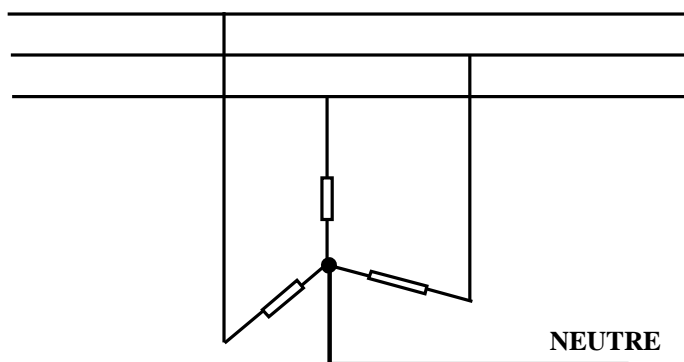


Figure (II.1) : Transformateur de mise à la terre

II.2.2.2. Utiliser des transformateurs à couplages particuliers [9]

Si une grosse charge non 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 et permet d'éviter le transfert de la composante harmonique (harmonique multiple de trois) au primaire.

L'effet de couplage des transformateurs permet la suppression de certains rangs d'harmoniques.

- Ø Un couplage Dyd arrête les harmoniques de rangs 5 et 7.
- Ø Un couplage Dy arrête les harmoniques de rangs 3.
- Ø Un couplage Dz arrête les harmoniques de rangs 5.

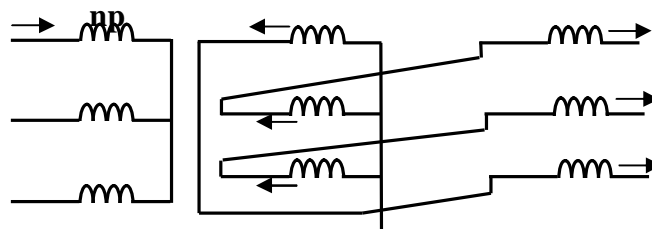


Figure (II.2) : transformateur Yz

II.2.3. Placer des inductances dans les installations [9]

Dans le cas d'alimentation de variateurs de vitesse, on peut lisser le courant en mettant en place des inductances de ligne. En augmentant l'impédance du circuit d'alimentation, on limite le courant harmonique.

La mise en place de selfs anti-harmoniques sur les batteries de condensateurs permet d'augmenter l'impédance de l'ensemble self et condensateur, pour les harmoniques de fréquences élevées.

II.2.4. Filtrage d'harmoniques

Les transformateurs spéciaux ne constituent pas les moyens les plus efficaces et usuels pour éliminer les harmoniques. En effet, ces montages ne fonctionnent que pour des charges qui sont équilibrées. La méthode la plus employée et efficace est celle du filtrage.

II.2.4.1. Filtres passifs [9][10]

Il s'agit des premiers dispositifs utilisés pour l'élimination d'harmoniques. Ils sont composés par des éléments passifs comme des inductances, des condensateurs et des résistances. En général, les filtres d'harmoniques sont connectés en parallèle avec les charges génératrices d'harmoniques (les redresseurs à diodes ou à thyristors, fours à arcs électriques, etc.). 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.

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 chacun sur 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.

Un filtre passe-haut ne laisse passer que les fréquences au-dessus d'une fréquence déterminée, appelée fréquence de coupure. Il atténue les autres (basses fréquences). Autrement dit, il « laisse passer ce qui est haut ». C'est un atténuateur de graves pour un signal audio. On pourrait aussi l'appeler coupe-bas.

Un filtre passe-bas ne laisse passer que les fréquences au-dessous de sa fréquence de coupure. On pourrait l'appeler coupe-haut.

Un filtre passe-bande ne laisse passer qu'une certaine bande de fréquences (et atténue tout ce qui est au-dessus ou en dessous). Pour isoler le signal que l'on désire capter.

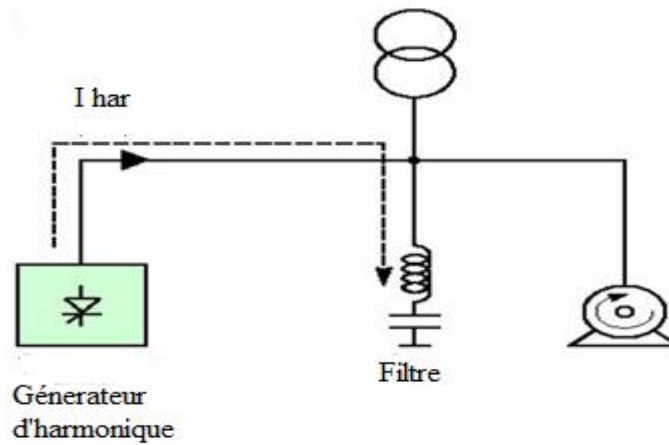


Figure (II.3) : Principe d'utilisation d'un filtre passif

II.2.4.1.1. Filtre passif amorti [11]

On distingue trois types de filtres amortis tels qu'illustrés sur la figure (II.4) nous avons en (a) un filtre amorti de premier ordre, en (b) un filtre amorti de second ordre et en (c) un filtre de troisième ordre.

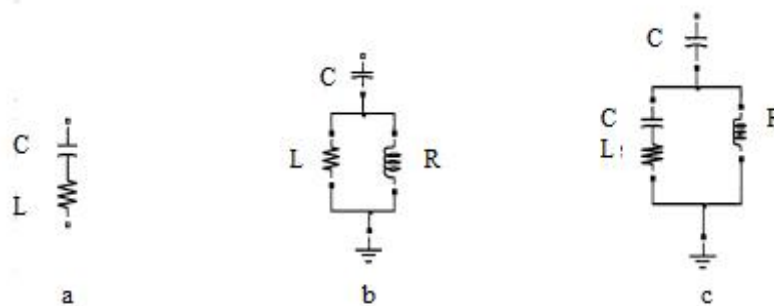


Figure (II.4) : (a) un filtre 1^{er} ordre, en (d) un filtre 2^{ème} ordre et en (c) un filtre 3^{ème} ordre.

Les caractéristiques principales d'un filtre amorti sont :

Fréquence de résonance :

$$f_r \approx \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \tag{II. 1}$$

Facteur de qualité :

$$F_q = \frac{R}{2\pi L f_r} \tag{II. 2}$$

Le filtre de premier ordre exige une grande capacité et présente une perte de puissance excessive à la fréquence de la fondamentale. Les filtres de second ordre et d'ordre 3 sont couramment utilisés.

Un filtre amorti de second ordre 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. Il est utilisé lorsque les performances demandées ne sont pas élevées pour filtrer simultanément les plus hautes fréquences du spectre.

II.2.4.1.2. Filtre passif résonant [1]

Le filtre passif résonant est composé d'une inductance L en série avec un condensateur C. Les valeurs de l'inductance L et de la capacité C sont calculées à la fréquence de résonance correspondante à la fréquence de l'harmonique à éliminer.

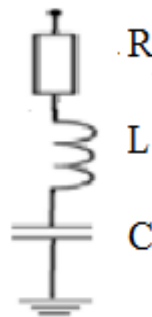


Figure (II.5) : Modèle d'un filtre passif résonant.

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

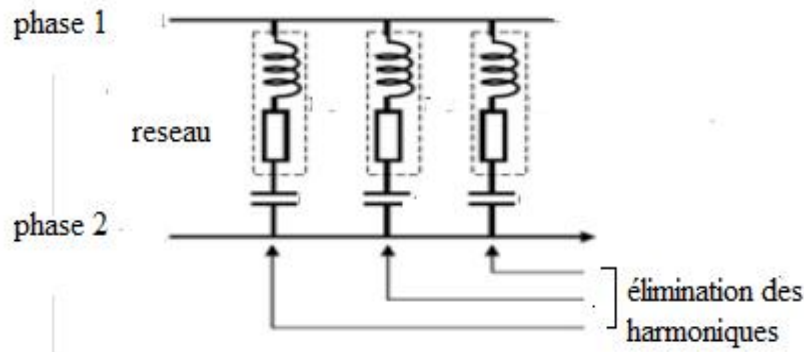


Figure (II.6) : Filtrés résonants agissant sur plusieurs rangs

II.2.4.1.3. Avantages et inconvénients des filtres passifs [3]

Le filtrage passif a déjà largement fait ses preuves dans le milieu industriel grâce à son coût faible, son efficacité et son adaptation pour des réseaux de forte puissance, Il présente cependant les inconvénients suivants:

- Ø leur impédance peut provoquer des résonances série ou parallèle avec l'impédance de la ligne, lesquelles aggravent la distorsion des courants.
- Ø D'avoir une compensation fixe de la puissance réactive indépendamment de l'état de la charge.
- Ø L'impédance du réseau en présence des filtres peut faire apparaître des résonances.
- Ø De se surcharger lorsque la tension de la source comporte des harmoniques.
- Ø D'être encombrant et de causer des vibrations.
- Ø Le filtrage passif peut absorber les courants harmoniques d'autres charges non linéaires et dans ce cas, le filtre passif peut être surchargé.
- Ø 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.
- Ø 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.

II.3. Solutions modernes

Ces solutions sont proposées comme des solutions efficaces de dépollution des réseaux électriques afin de traiter les inconvénients inhérents aux solutions traditionnelles comme les filtres passifs (non adaptatifs aux variations de la charge et du réseau, phénomènes de résonance).

Parmi toutes les solutions modernes, on trouve :

II.3.1. Filtrage actif

Les filtres actifs de puissance ont été étudiés pour la compensation d'harmoniques dans les réseaux de puissance industriels depuis le principe de compensation proposé par H. Sasaki et T. Machida en 1971 [11]. Dans ces années, le filtrage actif ne connaissait que des progrès au stade théorique en laboratoire. La technologie des semi-conducteurs n'était pas encore assez développée pour l'implantation pratique du principe de compensation. Quelques années plus tard, le développement des semi-conducteurs de puissance, commandable à la fermeture et à l'ouverture, connaissait une éclosion remarquable. Ce phénomène a stimulé l'intérêt dans la recherche du filtrage actif pour la compensation d'harmoniques et de la puissance réactive. De plus l'apparition de microcontrôleur facilitant l'implantation des algorithmes de contrôle et de commande des convertisseurs ; on rendu possible leur matérialisation au niveau pratique. Au début des années 1990, le filtre actif a connu un regain d'intérêts. Il a été démontré que ses performances de compensation d'harmoniques sont supérieures à celles d'un filtre passif LC classique [14].

De nos jours, les filtres actifs ont atteint une maturité technologique sans précédent. Ils peuvent faire la compensation d'harmoniques, de puissance réactive et/ou de courant de neutre. Ils ont évolué dans le dernier quart de siècle au niveau de la variété de leur configuration, de leur stratégie de commande et de leurs technologies, couvrant ainsi de large gamme de puissance.

Les filtres actifs sont maintenant utilisés dans d'autres domaines que la compensation d'harmoniques. On les utilise dans la régulation de tension, pour supprimer le papillotement de la tension et pour améliorer l'équilibre des phases des systèmes de distribution triphasés.

II.3.1.1. Principe de fonctionnement du filtre actif [10]

Les filtres actifs sont des convertisseurs de puissance, agissant comme source de courants ou de tensions harmoniques, qui injectent en série ou en parallèle sur les réseaux des courants ou des tensions harmoniques en opposition par rapport aux perturbations existantes.

Les convertisseurs de puissance totalement commandables à base de GTO, d'IGBT ou de MOFSET, sont utilisés comme organe de réglage en vue d'asservir certaines grandeurs relatives au générateur ou au récepteur. Ces interrupteurs sont à amorçage et blocage commandés.

II.3.1.2. Filtre actif série (F.A.S) (compensation des tensions harmoniques) [15]

Le filtre actif série se comporte comme une source de tension qui s'oppose aux perturbations (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.

On note :

V_{ch} : la tension du réseau avant la compensation.

V_s : la tension du réseau après la compensation.

V_{fa} : la tension insérée par l'onduleur.

I_s : le courant de ligne.

On a donc : $V_s = V_{ch} + V_{fa}$.

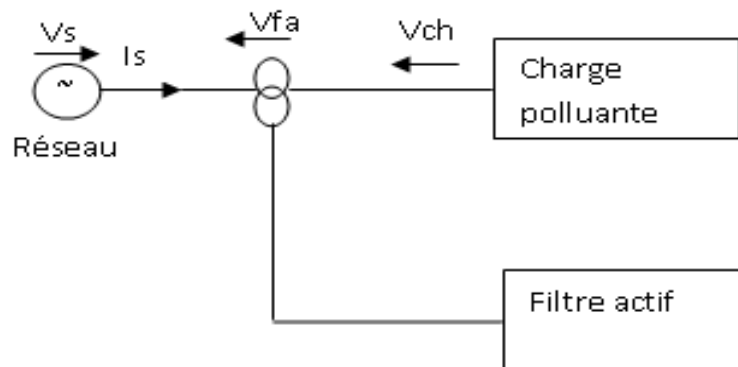


Figure (II.7) : filtre actif série

II.3.1.2.1. Mise en œuvre [3]

Le filtre actif Série (F.A.S) est une solution adaptée à la compensation des tensions perturbatrices, harmoniques, déséquilibrées et des creux de tension. Ces perturbations trouvent généralement leurs origines dans le réseau lui-même mais peuvent parfois être provoquées par les charges elles-mêmes.

En 1976, une famille de filtres actifs séries avec des onduleurs à transistors contrôlés en MLI a été présentée. Un compensateur statique pour le rééquilibrage de la tension du réseau électrique a été proposé en 1985. La génération, par l'onduleur à thyristors, des composantes non désirées, ayant une faible fréquence de commutation, a découragé l'avancement pratique de cette solution.

En 1990, un compensateur de tension à base d'onduleur de tension triphasé a été proposé pour compenser le déséquilibre de tension de réseau électrique. Depuis, beaucoup de travaux ont été consacrés à l'amélioration de la qualité de compensation du déséquilibre de la tension du réseau. D'autres articles ont introduit le problème des creux de tension et la solution de compensation par le compensateur actif série.

II.3.1.3. Filtre actif parallèle « Shunt » (F.A.P) (compensation des courants harmoniques)

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 [18].

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.

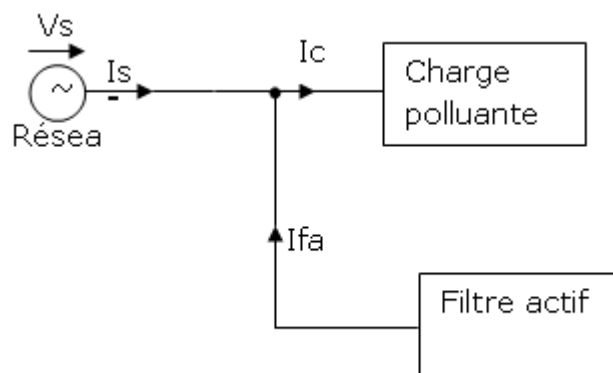


Figure (II.8) : filtre actif parallèle

II.3.1.3.1. Mise en œuvre

Les premiers principes de fonctionnement des filtres actifs parallèles ont été présentés dans la littérature dès le début des années 1970 [19]. En 1976, une première famille de filtre actif parallèle a été conçue à partir d'onduleurs à transistors de puissance commandés en MLI. Ces premiers dispositifs de puissance étaient alors proposés pour la seule compensation des courants harmoniques. Cependant, à cette époque, il était encore difficile de concevoir ce type de système pour des applications industrielles. En effet, dans ces années-là, il était presque impossible de trouver, sur le marché, des interrupteurs de puissance capables de fonctionner aux fréquences de commutation et aux niveaux de puissance exigés par la réalité industrielle. Cette barrière technologique sera franchie, dès 1977, lors de la conception d'un premier prototype de filtre actif parallèle à base de thyristors à commutations naturelles pour la compensation de courant harmonique [20]. Cependant, l'application des onduleurs à base de thyristor a tout de suite posé le problème de la génération non désirée de composantes injectées sur le réseau à la fréquence de commutation. La même raison a également empêché l'utilisation de compensateurs statiques parallèles à thyristors, lesquels avaient été conçus pour la compensation conjointe de la puissance réactive et des courants déséquilibrés.

Chapitre II : moyens de mitigation contre la pollution harmonique

Au cours des années 1980, des progrès importants dans le domaine des semi-conducteurs ont permis de développer de nouveaux composants de puissance associant hautes fréquences de commutation et fortes puissances. Profitant de ces avancées, et de l'avènement des interrupteurs de puissance du type GTO et IGBT, de nombreux onduleurs de puissance, commandés en MLI, ont pu être conçus en vue de répondre aux contraintes industrielles de conception des filtres actifs parallèles [21]. Ainsi, ces derniers ont commencé à être commercialisés et installés à travers le monde, et plus spécialement dans les pays les plus industrialisés comme le Japon [14, 22]. Ces premiers prototypes ne compensaient alors que les perturbations harmoniques de courant. Suite à ces premiers développements, d'autres types de filtre actif parallèle ont pu être réalisés pour compenser à la fois la puissance réactive, et/ou les harmoniques et les déséquilibres de courant.

Actuellement, les filtres actifs parallèles sont essentiellement installés par les consommateurs industriels. L'évolution future de ces dispositifs de puissance pourrait autoriser le fournisseur d'énergie à prendre un rôle plus important, en lui permettant de les installer lui-même. Cette approche permettrait d'amortir la propagation des harmoniques causées par la résonance, laquelle peut être observée entre les inductances du réseau et les batteries de condensateur installées pour améliorer le facteur de puissance [15, 22]. De même, des filtres actifs parallèles installés par le fournisseur auraient aussi pour objectif de réduire la distorsion harmonique de tension en amont, côté réseau électrique.

II.3.1.4. La combinaison parallèle-série d'un filtre actif (UPQC) [15]

Cette combinaison parallèle-série actifs, aussi appelée conditionneur universel de la qualité d'onde (UPQC), de son origine anglaise, « Unified Power Quality Conditioner », résulte de l'association des deux filtres actifs parallèle et série, comme le montre la Figure (II.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.

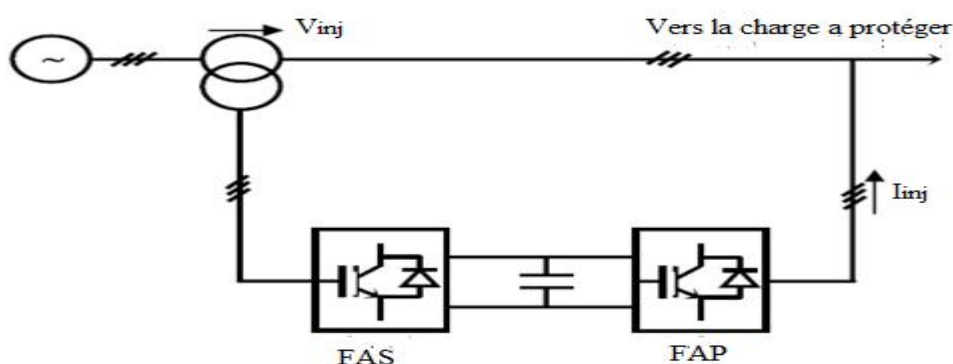


Figure (II.9) : Combinaison parallèle-série actifs (UPQC).

II.4. Comparaison entre filtrage actif et filtrage passif [23]

Critère de comparaison	Filtre actif	Filtre passif
Action sur les courants harmoniques	Agit simultanément sur plusieurs fréquences selon sa bande passante	Nécessite un filtre pour chaque harmonique (encombrant)
Interaction entre filtres voisins	Pas de risque	Risque de destruction de filtres accordés à des fréquences voisines (résonance)
Influence d'une variation de fréquence	Aucune conséquence	Efficacité réduite (le filtre est calculé pour une fréquence exacte)
Surcharge	Pas de risque	Risque de détérioration lorsque le courant harmonique à compenser dépasse ses capacités
Variation de l'impédance du réseau	Aucune conséquence	Risque d'amplification de l'harmonique (déplacement de la fréquence d'antirésonance vers une fréquence harmonique)
Vieillessement	Pas d'influence sur les performances	Risque de dégradation des performances (dérive de la fréquence d'accord)
Raccordement	Pas d'étude préalable	Etude au cas par cas
Surveillance de fonctionnement	Réalisée par le système de contrôle commande	Pas de surveillance
Influence d'une augmentation de courant	Aucun risque de surcharge. mais efficacité diminuée	Risque de surcharge et de détérioration
Rajout d'équipement en aval	Pas de problème (dans la limite de la puissance du filtre)	Nécessite des modifications sur le filtre, dans certains cas
Encombrement	Faible	Important
Poids	Faible	Elevé
Coût	Coût composant plus élevé pas de coût d'étude de dimensionnement	Coût composant plus faible Etude de dimensionnement obligatoire

Tableau (II.1) : Comparaison entre filtrage actif et filtrage passif

II.5. Les structures hybrides

Le filtre actif hybride est une combinaison de filtres actifs (connectés avec ou sans transformateur triphasé ou trois transformateurs monophasés) et de filtres passifs. Ainsi, les filtres passifs éliminent les harmoniques en basses fréquences, ce qui permet de réduire le dimensionnement du filtre actif qui ne compense que le reste de perturbations. En conséquence, le filtre actif est plus petit (au niveau de dimensionnement) que pour un filtre actif conventionnel et la réponse est bien meilleure qu'avec des filtres passifs seuls. Souvent le filtre passif est formé par deux filtres réglés aux fréquences des harmoniques 5 et 7 et un filtre passe haut réglé autour de la fréquence de l'harmonique 11. Ainsi dans ce cas, le filtre actif permet d'éviter des résonances entre les éléments passifs et le réseau [24].

Plusieurs configurations ont été présentées dans la littérature, les plus étudiées étant :

- Ø Le filtre actif série avec des filtres passifs parallèles
- Ø Le filtre actif série connecté en série avec des filtres passifs parallèles
- Ø Le filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle

II.5.1. Le filtre actif série avec des filtres passifs parallèles

Le rôle du filtre actif série dans ce cas est d'empêcher les courants harmoniques de circuler vers le réseau et de les obliger à passer par les filtres passifs raccordés à leurs fréquences comme le montre la Figure (II.10) [25].

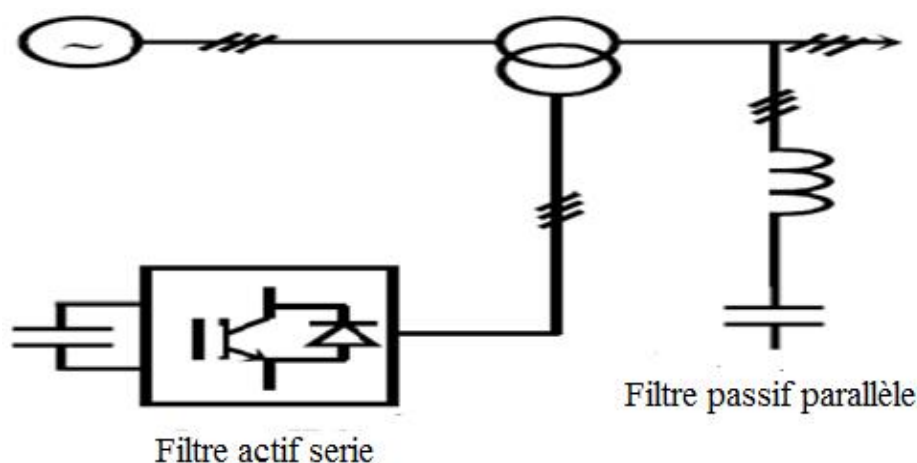


Figure (II.10) : Filtre actif série et filtre passif parallèle

II.5.2. Le filtre actif série connecté en série avec des filtres passifs parallèles

Le principe de fonctionnement de cette configuration, présentée en Figure (II.11). Est la même que la précédente avec l'avantage de réduire encore le dimensionnement du filtre actif série car le courant qui le traverse est plus faible [25]. De plus, le filtre actif série est à l'abri d'un éventuel court-circuit de la charge.

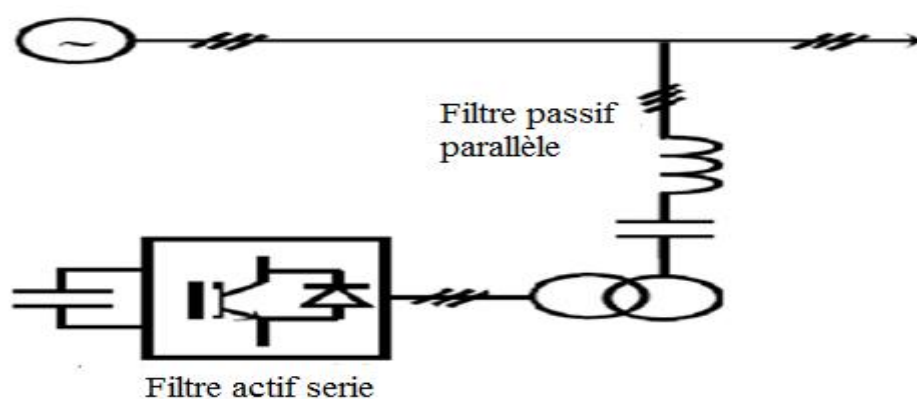


Figure (II.11) : Filtre actif série connecté en série avec un filtre passif parallèle

II.5.3. Le filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle

Le rôle du filtre actif parallèle dans cette configuration, montrée en Figure (II.12). Est la Compensation des courants harmoniques basses fréquences émis par la charge polluante. Le filtre passif accordé sur une fréquence élevée, élimine les harmoniques hautes fréquences y compris ceux créés par le filtre actif parallèle. Ce type de filtrage a déjà été appliqué à la compensation des courants harmoniques émis par un cycloconvertisseur de forte puissance [25].

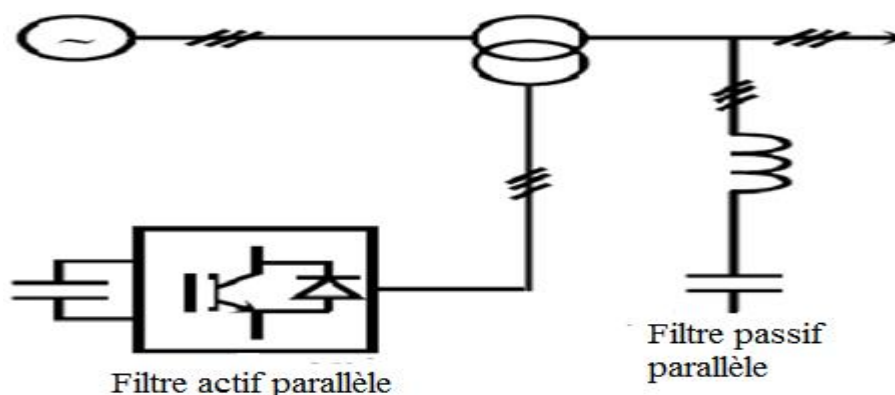


Figure (II.12) : Filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle

II.6. Récapitulatif des configurations de base des filtres actifs [26]

Type	Configuration	Avantages / Inconvénients
1. (F.A.P)	<p>Filtre Actif Parallèle</p>	<p>-Avantages: Elimination des courants harmoniques, compensation de l'énergie réactive, correction de puissance, rééquilibrage des courants de la charge non-linéaire.</p> <p>-Inconvénient : Coût et pertes élevés, Limité aux charges de faible et moyenne puissance, risque d'écoulement des courants de compensation dans les filtres passifs raccordés au même réseau.</p>
2. (F.A.S)	<p>Filtre Actif Série</p>	<p>- Avantages: Isolation et absorption des harmoniques, rééquilibrage et régulation des tensions alimentant la charge non-linéaire.</p> <p>-Inconvénients: Coût et pertes élevés, difficulté de protéger le filtre actif contre les surintensités, incapacité à contrôler l'énergie réactive.</p>
3. (F.A.P & F.P.P)	<p>Filtre Actif Parallèle</p> <p>Filtre Passif Parallèle Passe haut ≥ 11^{ème}</p>	<p>-Avantages: Dimensionnement réduit du filtre actif destiné seulement aux basses fréquences harmoniques, applicabilité aux fortes puissances, régulation de l'énergie réactive, suppression des creux de tension des fours à arc et des cyclo-convertisseurs.</p> <p>-Inconvénients: Les courants de compensation peuvent circuler dans les filtres passifs, les courants harmoniques peuvent transiter dans le filtre actif.</p>
4. (F.A.S & F.P.P)	<p>Filtre Actif Série</p> <p>5^{ème} 7^{ème} ≥ 11^{ème}</p>	<p>- Avantages: Taux plus réduit du filtre actif destiné seulement à améliorer les caractéristiques de compensation du filtre passif, aucun risque de circulation d'harmoniques dans le filtre actif.</p> <p>-Inconvénients: Difficulté à protéger le filtre actif contre les surintensités, incapacité à contrôler l'énergie réactive.</p>
5. (Mise en série Actif & passif)		<p>-Avantages: Taux plus réduit du filtre actif destiné seulement à améliorer les caractéristiques de filtrage du filtre passif, aucun risque de circulation d'harmoniques dans le filtre actif, protection du filtre actif contre les surintensités, pas de grande nécessité aux transformateurs de couplage.</p> <p>-Inconvénients: Incapacité à contrôler</p>

		<p>l'énergie réactive.</p>
<p>6. Actif parallèle Dédie aux 5^{ème} et 7^{ème} harmoniques</p>		<p>-Avantages: Isolation source-charge aux fréquences dominantes (5^{ème} et 7^{ème}) obéissance à la norme standard IEEE 519, applicabilité aux charge de forte puissance, taux très réduits des filtres actifs (1% à 2%), moindre pertes par commutation en comparant avec les onduleurs MLI, et équilibre des puissances des bus continus des deux onduleurs.</p>
<p>7. Combinaison Actif Parallèle & Actif Série</p>		<p>-Avantage: Isolation d'harmoniques entre la charge sensible placée en aval et la charge non-linéaire placée en amont, régulation de la tension continue commune aux deux filtres actif, correction des distorsions de la tention d'entrée. -Inconvénients: Incapacité de rééquilibrage des courants de charge et de compensation du courant du neutre.</p>
<p>8. Hybride: Actif Parallèle, Actif Série & Passif Parallèle</p>		<p>-Avantages: Elimination d'harmoniques et des courants de séquence négative, régulation de la tension continue commune aux deux filtres actifs, correction des distorsions et des déséquilibres de la tention d'entrée, compensation des creux de tension. -Inconvénients: fluctuations à basses fréquences de la puissance active s'écoulant à partir ou vers le filtre série lors de l'absorption des creux de tension.</p>

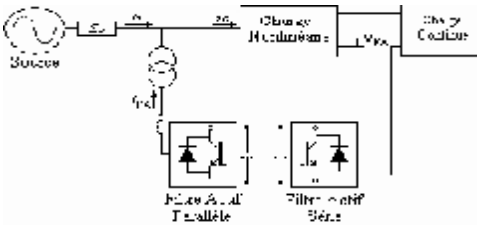
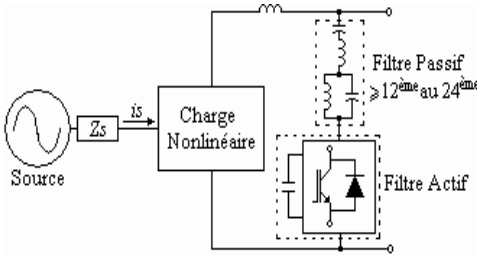
<p>9. DC Actif Parallèle & DC Actif Série</p>		<p>-Avantages: Elimination des courants harmoniques du côté alternatif AC et des ondulations de la tension redressée du côté continu DC.</p>
<p>10. DC Actif Parallèle pour HVDC</p>		<p>-Avantages: Elimination des courants et tensions harmoniques engendrés par les systèmes HDVC (haute tension continue) et de traction.</p>

Tableau (II.2) : Récapitulatif des configurations de base des filtres actifs

II.7. Choix de la structure

Afin de choisir une structure de filtre actif adaptée à nos besoins, il est nécessaire d'étudier le filtre actif dans son environnement : réseau et charge.

Ainsi une étude conjointe du filtre actif et de la charge non linéaire permet d'optimiser le dimensionnement du filtre actif et donc d'améliorer la dynamique. Si on souhaite dépolluer le réseau pour alimenter une charge sensible, on choisira de mettre un filtre actif en série. Si en revanche on s'intéresse à l'atténuation des perturbations générées par la charge non linéaire, on optera pour un filtre actif en parallèle. Les objectifs peuvent alors être différents selon le type de la charge connectée :

- Ø Compensation des courants harmoniques seule. Cette compensation peut être globale ou sélective.
- Ø Compensation de l'énergie réactive seule.
- Ø Compensation de tout ou d'une partie de la puissance réactive et des courants harmoniques.

II.8. Domaines d'application des filtres actifs

L'utilisation du filtrage actif est particulièrement bien adaptée à la dépollution des réseaux basse tension, c'est-à-dire pour compenser l'ensemble ou une partie des harmoniques générés par les différentes charges polluantes, soumis à des fluctuations de fréquence significatives où les fréquences de certains harmoniques sont fonction de la vitesse donc variables. Le filtrage actif est également utilisé dans le transport par ligne continue haute tension. Il peut également assister d'autres dispositifs comme par exemple les systèmes de compensation d'énergie réactive shunt ou encore les systèmes contenant des redresseurs de courant de puissance.

Dans le cadre de cette étude, nous nous intéressons au problème de pollution harmonique des réseaux.

II.9. Critère requis

Les principaux critères que doit satisfaire le filtre actif sont les suivants :

- Ø Sa puissance : c'est le principal critère de dimensionnement du compensateur. Pour être viable, le pourcentage de la puissance du filtre par rapport à celle de la charge polluante doit rester raisonnable (généralement de l'ordre de 30%).
- Ø Sa bande passante : celle-ci est définie par n_{\min} et n_{\max} , rangs harmoniques minimum et maximum. La bande passante du filtre actif doit être suffisante pour garantir une bonne compensation des harmoniques de charge statiquement majoritaires. Cette bande passante dépend essentiellement de l'impédance du filtre du raccordement, du mode de régulation utilisé et de la fréquence de découplage.
- Ø Sa capacité dynamique de suivi en courant : le compensateur doit être capable de poursuivre des références rapidement variables. La compensation doit être efficace non seulement en régime établi mais aussi en régime transitoire « lent » (10ms).

Il est important de souligner que l'on ne souhaite pas nécessairement une compensation totale des harmoniques. La puissance et la bande passante du filtre doivent permettre d'atteindre les objectifs de dépollution souhaités. A titre d'exemple, l'objectif peut consister à obtenir avec un filtre actif commandé de manière à compenser les harmoniques de rang 5 et 7 associé à un seul pont redresseur hexaphasé des formes d'onde similaires à celles obtenues avec deux ponts et un transformateur à deux secondaires (courant à douze niveaux), solution coûteuse et volumineuse.

II.10. Avantages et inconvénients des filtres actifs

- Ø Il s'adapte automatiquement à l'évolution des charges et du réseau.
- Ø Il peut compenser plusieurs rangs harmoniques (dans la limite de sa bande passante).
- Ø Il ne passe pas en surcharge lorsque le courant harmonique à compenser dépasse le dimensionnement du filtre actif. Il limite son émission de compensation harmonique au maximum de ses capacités, mais il n'y a aucun risque de destruction.
- Ø Le risque de résonance entre le filtre et l'impédance du réseau ne se présente pas comme dans le cas du filtre passif.
- Ø Il peut protéger des condensateurs de compensation par élimination des courants harmoniques générés par une charge.

Toutefois, le filtrage actif présente quelques inconvénients :

- Ø Le filtrage actif n'est possible que dans le cas des réseaux de faible puissance.
- Ø Il permet la compensation de l'énergie réactive, mais à un coût très élevé par rapport au filtrage passif.
- Ø Son coût est beaucoup plus élevé que celui du filtrage passif.

II.11. Etude du filtre actif shunt

Dans notre étude, nous nous intéresserons au filtre actif shunt réaliser à partir d'un onduleur de tension et destiné principalement à compenser l'ensemble des courants harmoniques absorbés par une charge non linéaire et il est divisé en deux parties :

- Ø une partie puissance.
- Ø une partie contrôle commande.

II.11.1. Rôle

Le rôle du filtre actif shunt est d'injecter sur le réseau des courants harmoniques égaux aux courants harmoniques générés par la charge non linéaire (I_{ch}) mais en opposition de phase. Ainsi le courant résultant au niveau de la ligne (I_s) est sinusoïdal. les formes d'ondes du courant de la charge non linéaire, du courant du filtre et du courant de ligne dans l'hypothèse d'une compensation idéale. Le courant de la charge est celui absorbé par un redresseur à diodes sur charge inductive. Si le filtre actif fournit à tout instant exactement et seulement les courants « antis harmoniques », alors la loi des nœuds au point de raccordement garantit que le courant de ligne est sinusoïdal et égal au fondamental du courant de charge. L'association charge polluante et filtre actif devient alors une charge linéaire.

II.11.2. Points de raccordement

Comme nous l'avons déjà mentionné, le filtre actif shunt doit être considéré dans son environnement réseau et charges polluantes. Plusieurs charges étant interconnectées à un réseau industriel comme le montre la figure (II.13), la compensation peut être globale ou locale.

Ainsi le filtre actif peut être raccordé sur l'entrée du tableau de distribution ; il compose alors les harmoniques de l'ensemble des charges polluantes. Il peut également n'être raccordé qu'aux bornes d'une seule charge. La compensation globale est envisageable dans le cas de charges non linéaires multiples et de faible puissance. Quant à la compensation locale, elle est bien adaptée au cas où les charges sont limitées en nombre mais de puissance significative par rapport à la puissance globale. On associe alors un compensateur à chacune des charges polluantes qui contribuent majoritairement à la pollution harmonique.

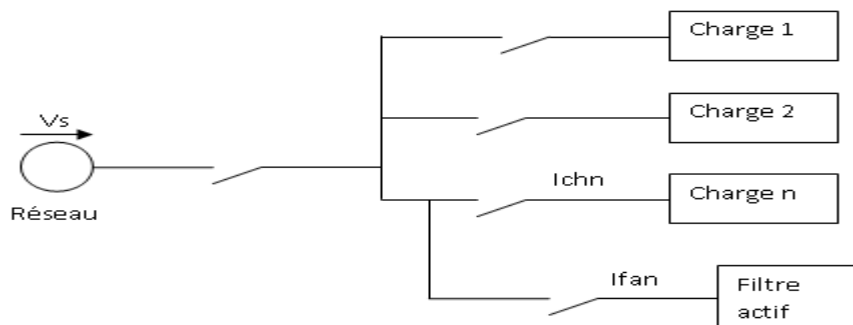


Figure (II.13) : Raccordement d'un filtre actif shunt

II.11.3. Structure générale du filtre actif parallèle [27]

La figure (II.14) montre la structure générale du filtre actif parallèle qui se présente sous forme de deux blocs : la partie puissance et la partie commande.

La partie puissance est constituée :

- Ø d'un onduleur de tension à base d'interrupteur de puissance commandables à l'amorçage et au blocage.
- Ø d'un filtre de sortie.
- Ø d'un circuit de stockage d'énergie (souvent capacitif).

La partie commande constituée :

- Ø d'un circuit d'identification des courants de référence.
- Ø d'un régulateur du courant de compensation.
- Ø d'un régulateur de la tension continu.
- Ø d'une commande de l'onduleur de tension.

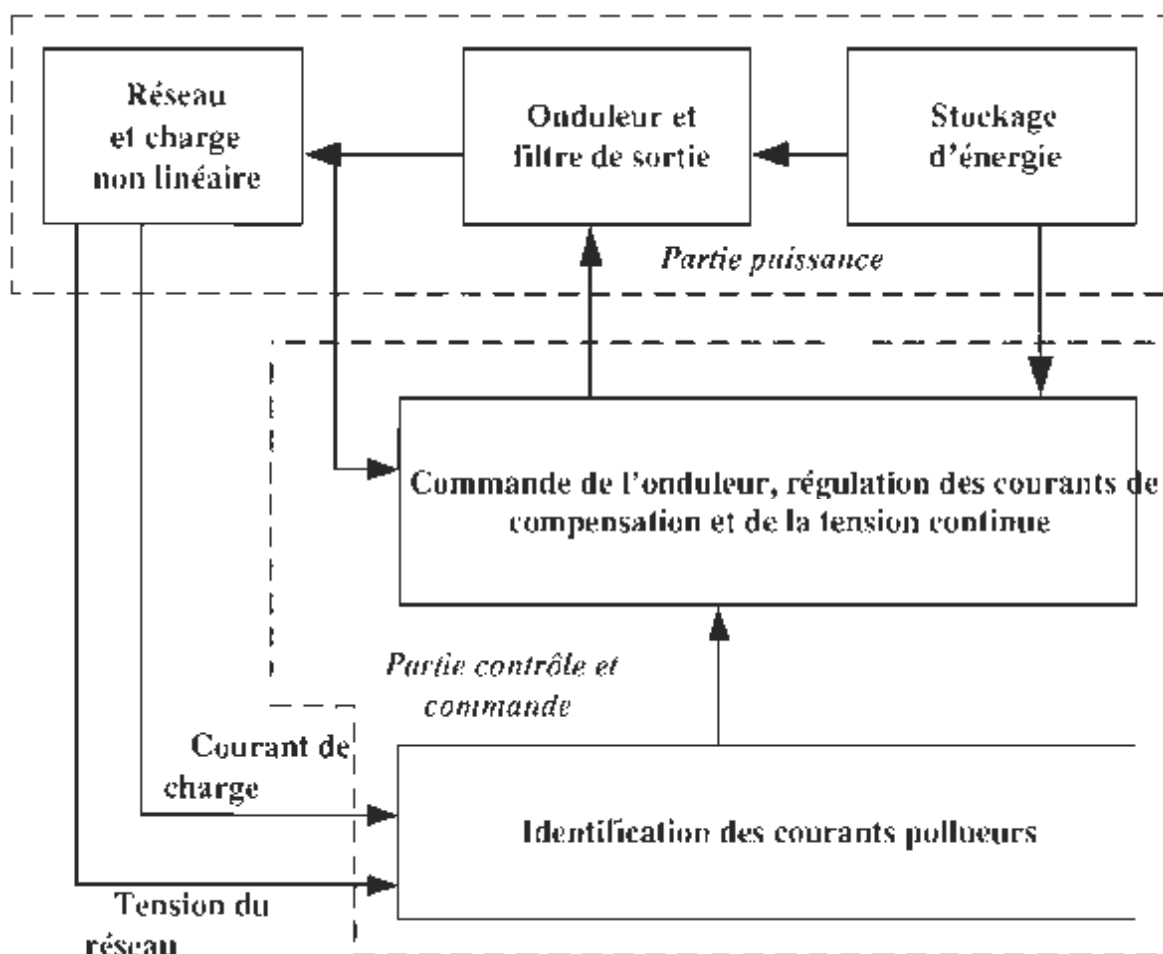


Figure (II.14) : structure générale d'un filtre actif parallèle

II.12. Conclusion

Ce chapitre nous à permis de passer en revue les méthodes connues pour la compensation des harmoniques dans les réseaux électriques ainsi nous avons vu les méthodes traditionnels, surtout avec l'usage des filtres passifs qui présente l'inconvénient de ne pas pouvoir s'adapter aux variations du réseaux d'un autre coté il risque d'apparaître le problème d'encombrement .ce qui est peut agréable pour les espaces à exploiter.les filtres actifs se présentent comme étant les solutions moderne ;ils apportent la repense à tout ces inconvénients et présente l'avantage de pouvoir rentrer en combinaison avec d'autre filtres actifs et /ou passifs pour former des filtres hybride encore plus efficace.

Chapitre III

Identification des courants harmoniques et commande du filtre actif

III.1. Introduction

La qualité de la compensation des harmoniques de courant dépend fortement des performances de la méthode d'identification choisie. En effet, un système de commande, même très efficace, ne pourra pas à lui seul effectuer un filtrage satisfaisant si les courants harmoniques sont mal identifiés. Pour cette raison, de nombreuses méthodes d'identification ont été développées dans la littérature. Elles peuvent être regroupées selon deux groupes : « méthodes du domaine fréquentiel et méthode du domaine temporel ».

III.2. Méthode du domaine fréquentiel

III.2.1. Méthode de Fourier et de la FFT (fast fourier transform) [26]

En utilisant la transformée de Fourier rapide, la composante harmonique du signal peut être reconstituée en éliminant la composante fondamentale du signal transformé. Après, la FFT inverse est appliquée pour l'obtention du signal final dans le domaine temporel.

L'inconvénient majeur de cette technique est le retard de repense engendré par conséquent, cette méthode ne convient qu'aux systèmes à variation lente dans le temps.

III.3. Méthodes du domaine temporel

III.3.1. Méthode des puissances instantanées [27][27a]

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 œuvre des méthodes fréquentielles telle que la méthode de Fourier (Transformées de Fourier rapide ou discrète).

Cette méthode a été introduite par H. Akagi. 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 réelles et imaginaires instantanées. Ensuite, pour la détermination des courants harmoniques de la charge, la composante fondamentale est transformée en une composante continue et les composantes harmoniques à des composantes alternatives. Dans la méthode classique des puissances instantanées, on utilise un filtre d'identification comme le montre la figure (III.1).

La première étape de l'identification consiste à transformer les courants et les tensions du repère triphasé (1, 2, 3) vers le repère diphasé ($\alpha; \beta$). Cette transformation, appelée Transformation de Concordia Directe (TCD), permet essentiellement de réduire les contraintes de calcul. Elle est donnée par les équations (III.2) et (III.3) qui permettent de calculer les tensions V_α et V_β et les courants I_α et I_β .

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & \frac{1}{2} & \frac{-1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{-\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{s1} \\ V_{s2} \\ V_{s3} \end{bmatrix} \quad (\text{III.1})$$

Et la relation des courants ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & \frac{1}{2} & \frac{-1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{-\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{s1} \\ I_{s2} \\ I_{s3} \end{bmatrix} \quad (\text{III.2})$$

Les composantes avec l'indice (0) représentent les séquences homopolaires du système triphasé de courant et de tension.

Les puissances réelle et imaginaire instantanées, respectivement p et q , sont données par :

$$\begin{bmatrix} P \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_\alpha & V_\beta \\ -V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{III.3})$$

Elles peuvent être décomposées selon $p = \bar{p} + \tilde{p}$ et $q = \bar{q} + \tilde{q}$. Dans le cas sinusoïdal, \bar{p} est la partie continue liée à la composante fondamentale active du courant, \bar{q} est la partie continue liée à la composante fondamentale réactive du courant, alors que \tilde{p} et \tilde{q} sont les parties fluctuantes liées à la somme des composantes perturbatrices du courant et de la tension.

Un filtre d'identification dans l'espace des puissances permet de séparer la composante fondamentale (autrement dit la partie continue), des composantes perturbatrices (la partie alternative). Deux filtres sont nécessaires, le premier pour isoler la partie p de la puissance active instantanée, le second pour isoler la partie q de la puissance réactive instantanée.

L'inverse de l'équation (III.3) des puissances active et réactive permet d'établir la Relation (III.4) des courants I_α et I_β .

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} V_\alpha & -V_\beta \\ V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ q \end{bmatrix} \quad (\text{III.4})$$

En remplaçant les puissances p et q par leurs parties continues et alternatives, il vient :

$$\begin{bmatrix} I_{\alpha} \\ I_{\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_{\alpha} & -V_{\beta} \\ V_{\beta} & V_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ 0 \end{bmatrix} + \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_{\alpha} & -V_{\beta} \\ V_{\beta} & V_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ q \end{bmatrix} + \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_{\alpha} & -V_{\beta} \\ V_{\beta} & V_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{P} \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad (III.5)$$

Courant actif courant réactif courant harmonique

Avec : $\Delta = V_{\alpha}^2 + V_{\beta}^2$

Le calcul des courants perturbateurs dans le repère biphasé (α, β) est finalement donné par :

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_{\alpha} \\ \tilde{I}_{\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_{\alpha} & -V_{\beta} \\ V_{\beta} & V_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{P} \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad (III.6)$$

Des parties alternatives des puissances \tilde{p} et \tilde{q} on déduit des courants perturbateurs triphasés grâce à la Transformation de Concordia Inverse (TCI). Ces courants représentent les perturbations et correspondent à des courants de référence qui sont à réinjecter en opposition de phase sur le réseau électrique pour éliminer les harmoniques.

$$\begin{bmatrix} I_{ref1} \\ I_{ref2} \\ I_{ref3} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{\alpha} \\ I_{\beta} \end{bmatrix} \quad (III.7)$$

La figure (III.1) illustre l'identification des courants de référence lors de la compensation simultanée des courants harmoniques et par la méthode des puissances instantanées.

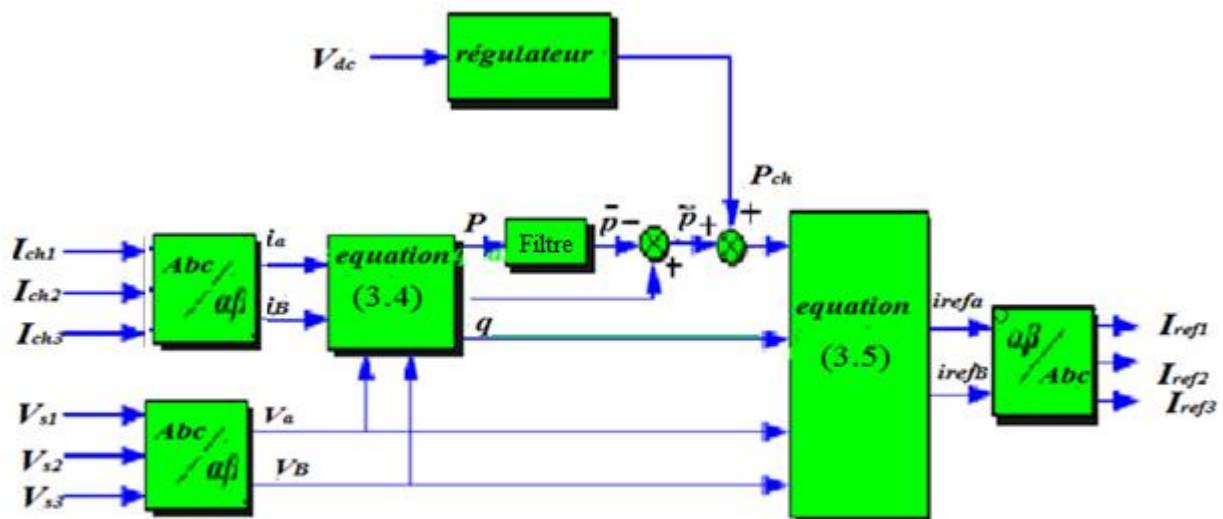


Figure (III.1) : Identification des courants de références par la méthode des puissances instantanées

III.3.1.1. Caractéristique de la méthode des puissances instantanées [2]

La méthode des puissances instantanées possède les quelques caractéristiques suivantes :

- Ø Elle est une théorie inhérente aux systèmes triphasés
- Ø Elle peut être appliquée à tout type de systèmes triphasés (équilibré ou déséquilibré, avec ou sans harmonique).
- Ø Elle est basée sur des valeurs instantanées, ce qui lui donne de bons temps de réponse dynamique.
- Ø Le nombre d'harmoniques compensé dépend de la bande passante des semi-conducteurs composant l'onduleur du filtre actif.
- Ø Méthode de calcul simple (elle n'est composée que d'expression algébrique et peut être implémentée à l'aide d'un processeur standard).

III.3.2. Identification avec compensation de l'énergie réactive [28]

III.3.2.1. Principe

La compensation de l'énergie réactive consiste à rendre le déphasage entre le courant et la tension du réseau nul. Autrement dit, un facteur de puissance unitaire.

Pour cela, il faut premièrement identifier le courant de charge pour pouvoir connaître le courant du filtre i_f qu'il faut ajouter pour avoir un courant délivré par la source sinusoïdale et en phase avec la tension [KET-05].

Le courant i_f que doit fournir le filtre doit être égal à la différence entre le courant d'entrée i_c de la charge polluante, et le courant sinusoïdal de réseaux i_{res} .

Le courant généré par le filtre doit être égal à la somme d'une composante harmonique I_{fh} , servant à dépolluer le réseau, autrement dit à éliminer les harmoniques, et une composante fondamentale réactive I_{ffr} qui va servir à compenser l'énergie réactive, c'est-à-dire rendre le facteur de puissance unitaire. Donc il faut déterminer le courant réactif I_{ffr} qui doit générer le filtre actif pour compenser l'énergie réactive.

Ainsi, le courant généré par le filtre s'écrit :

$$I_f = I_{ffr} + I_{fh} = I_c - I_{res} \quad (III.8)$$

III.3.2.2. Détermination de courant réactif I_{ffr}

Pour la détermination de courant réactif on utilise le même algorithme d'identification utilisé précédemment :

D'après l'équation (III.5) le courant réactif est défini par :

$$\begin{bmatrix} I_{fr\alpha} \\ I_{fr\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_\alpha & -V_\beta \\ V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ q \end{bmatrix} \quad (III.9)$$

Avec : $\Delta = V_\alpha^2 + V_\beta^2$

On fait passer les courants de charge $I_{fr\alpha}$ et $I_{fr\beta}$ par la transformation inverse de Concordia, soit :

$$\begin{bmatrix} I_{ref1} \\ I_{ref2} \\ I_{ref3} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{fr\alpha} \\ I_{fr\beta} \end{bmatrix} \quad (III.10)$$

Pour neutraliser cette puissance réactive, on fait une addition entre le courant harmonique généré par la charge et le courant réactif désigné par I_{ffr} pour permettre d'avoir le courant de référence que doit générer le filtre actif afin d'obtenir un courant de source sinusoïdal et en phase avec sa tension.

Alors :

$$I_{fref} = I_{href} + I_{ffr} \quad (III.11)$$

I_{fref} : Le courant de référence que doit générer le filtre actif.

I_{href} : Le courant harmonique généré par la charge.

I_{ffr} : Le courant réactif.

Une comparaison entre le courant réel du filtre actif I_f et le courant du filtre de référence I_{fref} , permet la détermination des commandes des interrupteurs.

Nous désignons par ε_k l'écart entre le courant de référence I_{fref} et le courant réel de filtre I_f tel que :

$$\varepsilon_k = I_{frefk} - I_{fk}, \quad k = \{1,2,3\} \quad (III.12)$$

Le schéma de principe de la méthode de compensation de l'énergie réactive est le suivant :

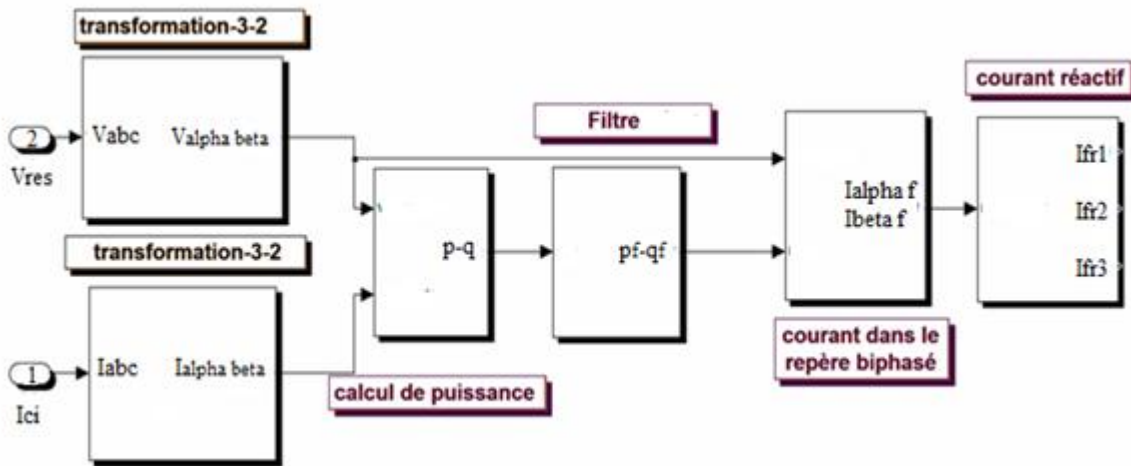


Figure (III. 2) : Modèle en Simulink de calcul de courant réactif

III.3.2.3. Algorithme d'identification

La figure (III.3) présente l'algorithme général du filtrage harmonique en utilisant la transformation $\alpha - \beta$. Le courant de source de référence déterminé par cette méthode est soustrait du courant de charge pour déterminer le courant filtre de référence. Ce dernier est comparé au courant réel généré par le filtre pour déterminer la commande des interrupteurs du filtre actif.

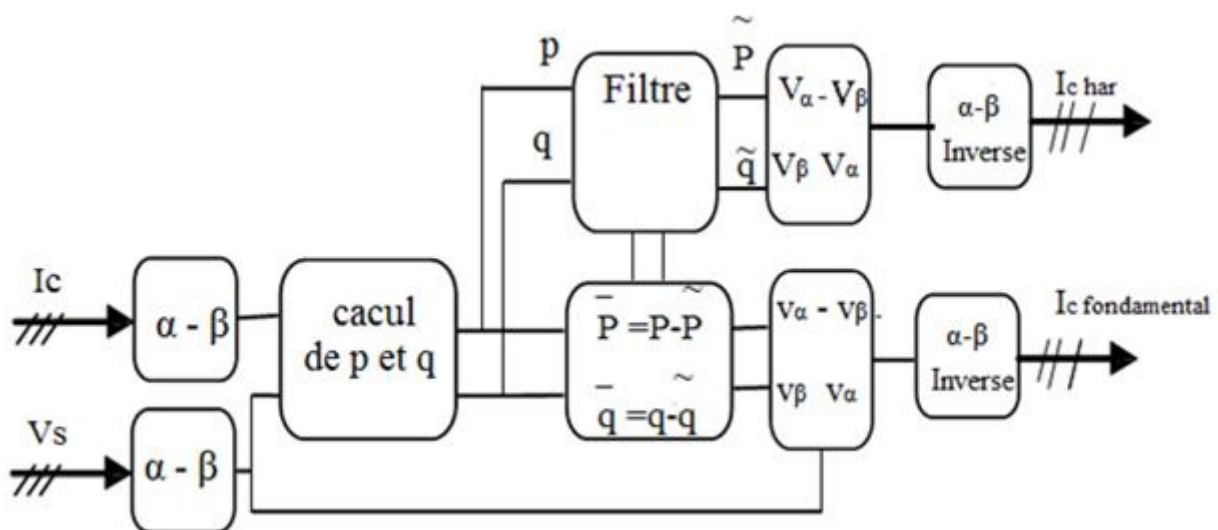


Figure (III.3) : algorithme d'identification des harmoniques.

III.3.2.4. Validation de la méthode d'identification des harmoniques

Pour vérifier la validité de cette méthode d'identification des courants harmoniques, on prend des courants de charge triphasés quelconques i_{c1} , i_{c2} , i_{c3} .

Le courant i_{c1} est la somme d'une composante fondamentale i_{fond} et d'une composante harmonique. En appliquant la méthode directe à ce courant, et en suivant l'enchaînement proposé dans la figure (III.4) on aboutit alors à des résultats très satisfaisants.

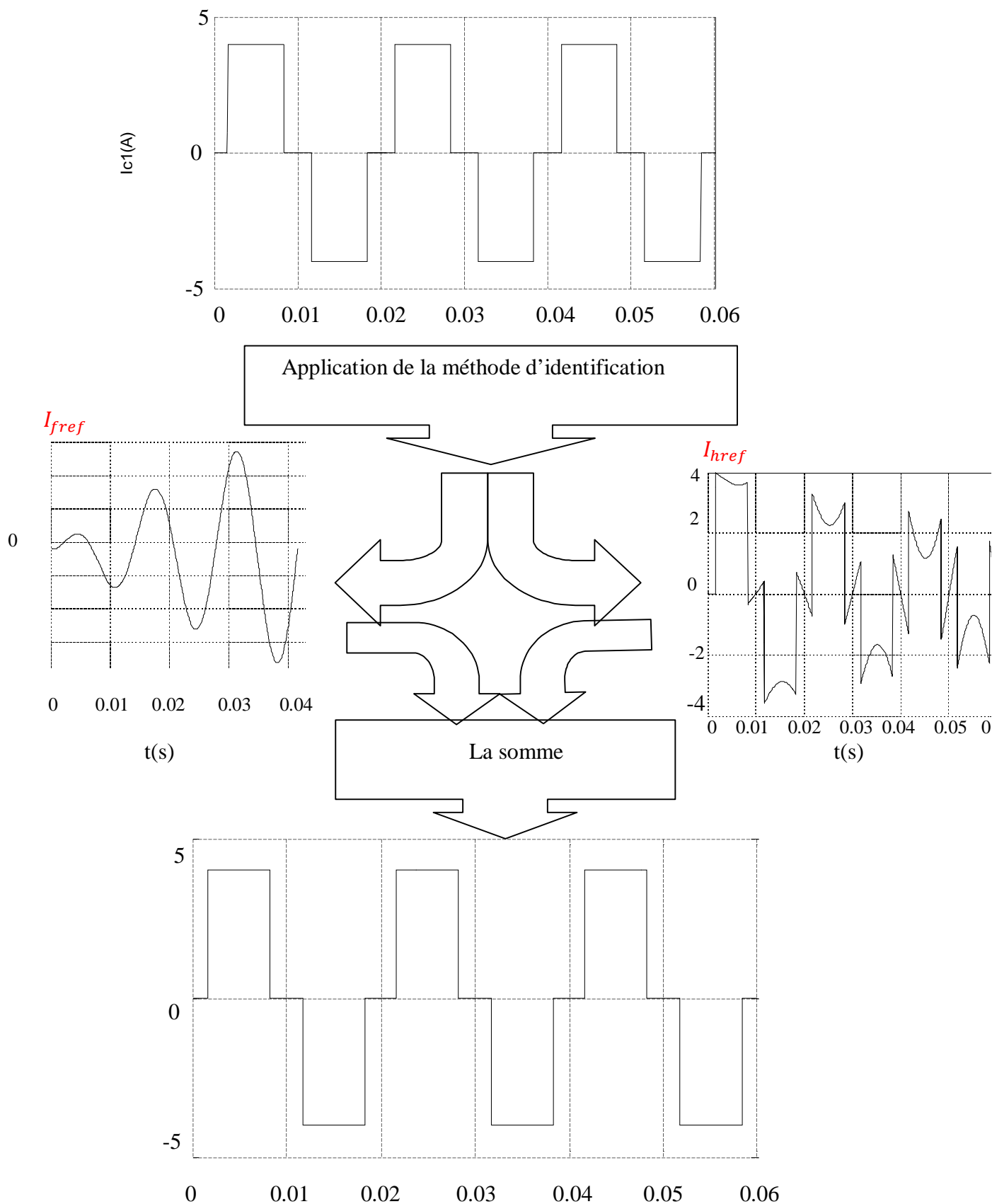


Figure (III.4) : Vérification du fonctionnement de la méthode d'identification des courants harmoniques

III.3.3. Méthode du référentiel lié au synchronisme (SRF pour Synchronous Reference Frame) [29]

Cette méthode introduite par Bhattacharya, exploite également la transformation de Concordia mais appliquée uniquement aux courants de charge i_{c1} , i_{c2} et i_{c3} . Une seconde transformation est alors opérée pour passer aux courants de ligne selon les axes dq. Ceci permet de transformer la composante fondamentale du courant en une composante continue et les composantes harmoniques du courant en des composantes alternatives. La composante continue du courant de charge peut alors être éliminée à l'aide d'un filtre d'identification. L'avantage majeur de cette méthode, comparativement à la précédente, réside dans le fait que les éventuelles tensions harmoniques n'ont plus d'influence sur les courants identifiés. Son principe est énoncé ci-après. Soient les courants de charge d'un système triphasé sans composante homopolaire, notés i_{c1} , i_{c2} et i_{c3} . La transformation de Concordia permet de ramener ce système triphasé équilibré à un système diphasé.

En générant à l'aide d'une PLL les signaux $\cos(\theta)$ et $\sin(\theta)$ à partir de la tension "fondamentale" du réseau, nous obtenons l'expression matricielle suivante pour les courants dans le système dq :

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & -\cos \theta \\ \cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{III.13})$$

Avec θ la position angulaire de la tension fondamentale du réseau, estimée par la PLL. Ces composantes peuvent alors être exprimées comme la somme d'une composante continue et d'une composante alternative :

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{I}_d & + & \bar{I}_d \\ \tilde{I}_q & + & \bar{I}_q \end{bmatrix} \quad (\text{III.14})$$

Avec \bar{I}_d et \bar{I}_q les composantes continues de I_d et I_q , et \tilde{I}_d et \tilde{I}_q les composantes alternatives de I_d et I_q

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & -\cos \theta \\ \cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & \cos \theta \\ -\cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (\text{III.15})$$

Soit encore :

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & \cos \theta \\ -\cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{I}_d \\ \tilde{I}_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \sin \theta & \cos \theta \\ -\cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_d \\ \bar{I}_q \end{bmatrix} \quad (III.16)$$

Ici également, nous pouvons compenser simultanément les harmoniques du courant de charge et l'énergie réactive ou bien uniquement l'un des deux. Si nous voulons compenser simultanément les harmoniques de courant et l'énergie réactive, après avoir ajouté à la composante alternative

I_d le courant I_{dc} nécessaire à la régulation de la tension continue V_{dc} , l'équation (III.16) devient :

$$\begin{bmatrix} I_{ref\alpha} \\ I_{ref\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & \cos \theta \\ -\cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{I}_d + I_{cd} \\ I_q \end{bmatrix} \quad (III.17)$$

Ensuite, la transformation inverse de Concordia permet d'obtenir les courants de référence, selon les axes abc , à l'aide de la relation (III.7).

La figure (III.4) illustre l'identification des courants de référence pour la compensation simultanée des courants harmoniques et de l'énergie réactive par la méthode dite SRF.

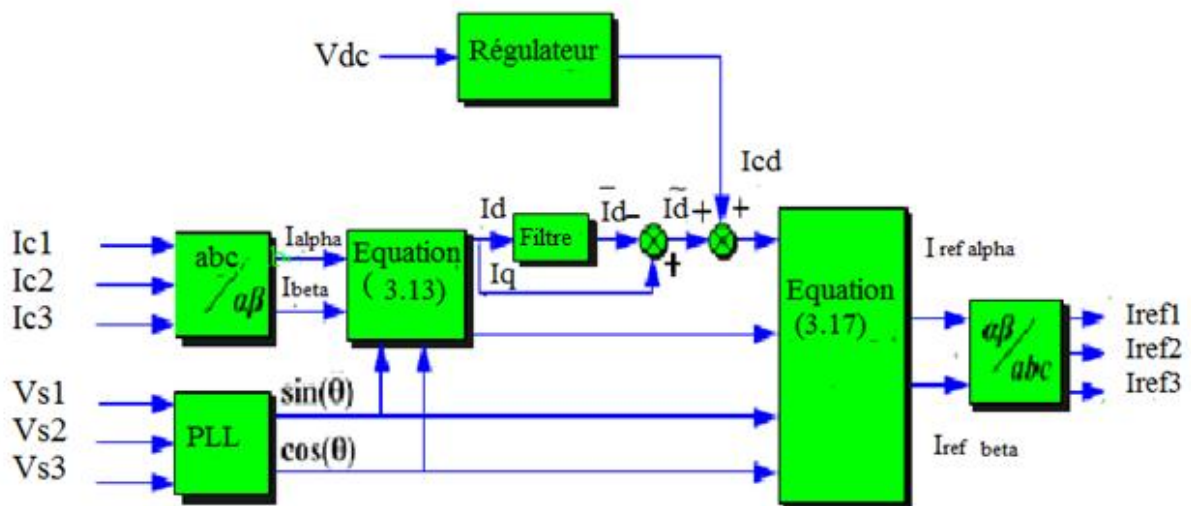


Figure (III.5) : Génération des courants de référence par la méthode dite SRF.

III.3.4. Autres méthodes d'identification [1]

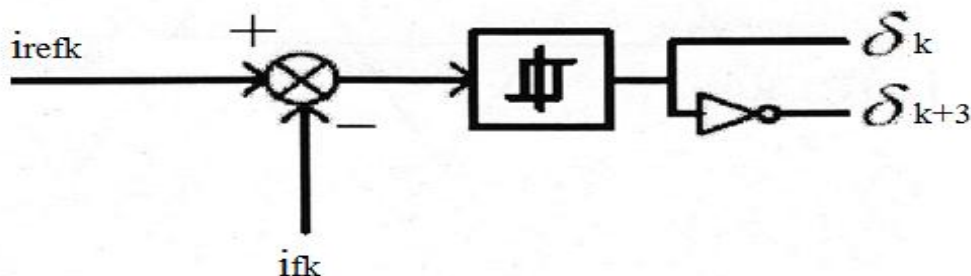
On peut aussi identifier les courants harmonique par :

- ∅ Algorithme du Repère de Référence Synchronisé (SRF),
- ∅ Algorithme de la détection synchronisée (SDA),
- ∅ Algorithme Fryze-Bucholz Depenbanck (FBD),
- ∅ La méthode sinusoïdale Généralisée de Fryze,
- ∅ La méthode basée sur le courant actif,
- ∅ La méthode tri-monophasée,
- ∅ La méthode basée sur la régulation de la tension continue.

III.4. Commande du filtre actif parallèle

III.4.1. Commande par hystérésis [30]

La commande conventionnelle par hystérésis est très couramment utilisée de par sa simplicité d'utilisation et sa robustesse. En fait, cette stratégie assure un contrôle satisfaisant du courant sans exiger une connaissance poussée du modèle du système à contrôler ou de ses paramètres. La figure (III.6) expose son principe qui consiste à établir dans un premier temps le signal d'erreur, différence entre le courant de référence i_{refk} et le courant produit par l'onduleur i_{fk} . Cette erreur est ensuite comparée à un gabarit appelé bande d'hystérésis afin de fixer les ordres de commande des interrupteurs. Cette commande présente cependant un inconvénient majeur : elle ne permet pas de contrôler la fréquence de commutation des semi-conducteurs, d'où la présence d'un nombre important d'harmoniques dans les courants générés.



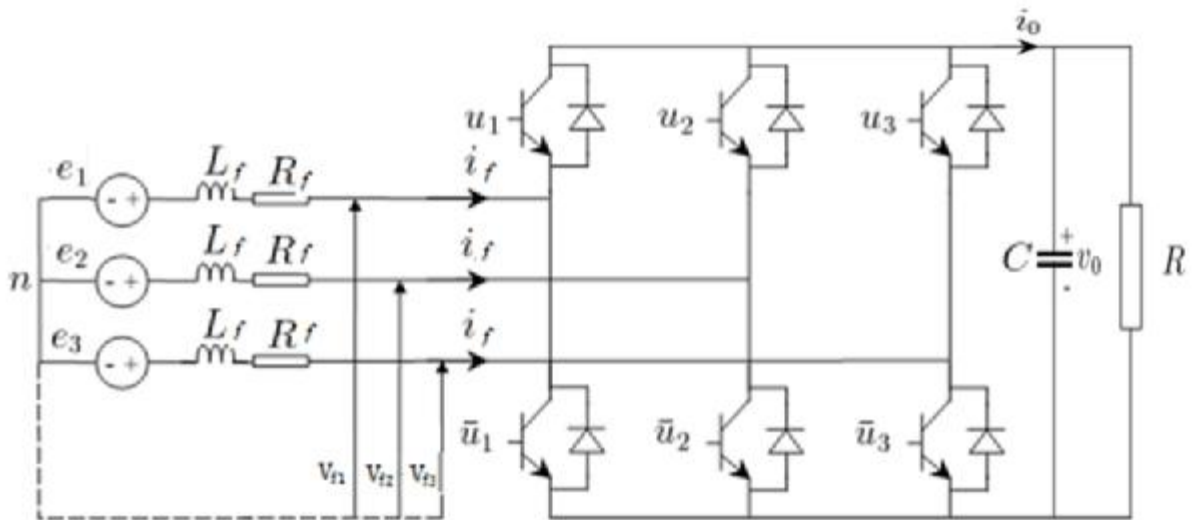
Figure(III.6) : commande par hystérésis

Soit un onduleur triphasé connecté à une charge triphasée RL , comme l'illustre la figure (III.7). Pour simplifier l'analyse, on suppose que le neutre de la charge est connecté au point milieu g de la source continue. Quand l'interrupteur S_1 est à l'état passant (S_4 est à l'état bloqué), la tension u_1 , est positive, ainsi, le courant i_f croît (voir la figure (III.8) à partir du point 1). Ensuite, lorsque le courant i atteint la bande supérieure au point 2, l'interrupteur S_1 est commandé à l'ouverture. A partir de cet instant, la tension est négatif, ainsi le courant de charge décroît et croise la bande inférieure au point 3.

Les équations suivantes peuvent être respectivement écrites dans les intervalles de commutation t_1 et t_2 :

$$\begin{aligned} & \text{---} & \text{---} \\ & \text{---} & \text{---} \end{aligned}$$

Avec i_f représentant le courant de la charge selon l'intervalle considéré, respectivement u_1, u_2, u_3 :



Figure(III.7) : Onduleur triphasé de tension débitant dans une charge RL

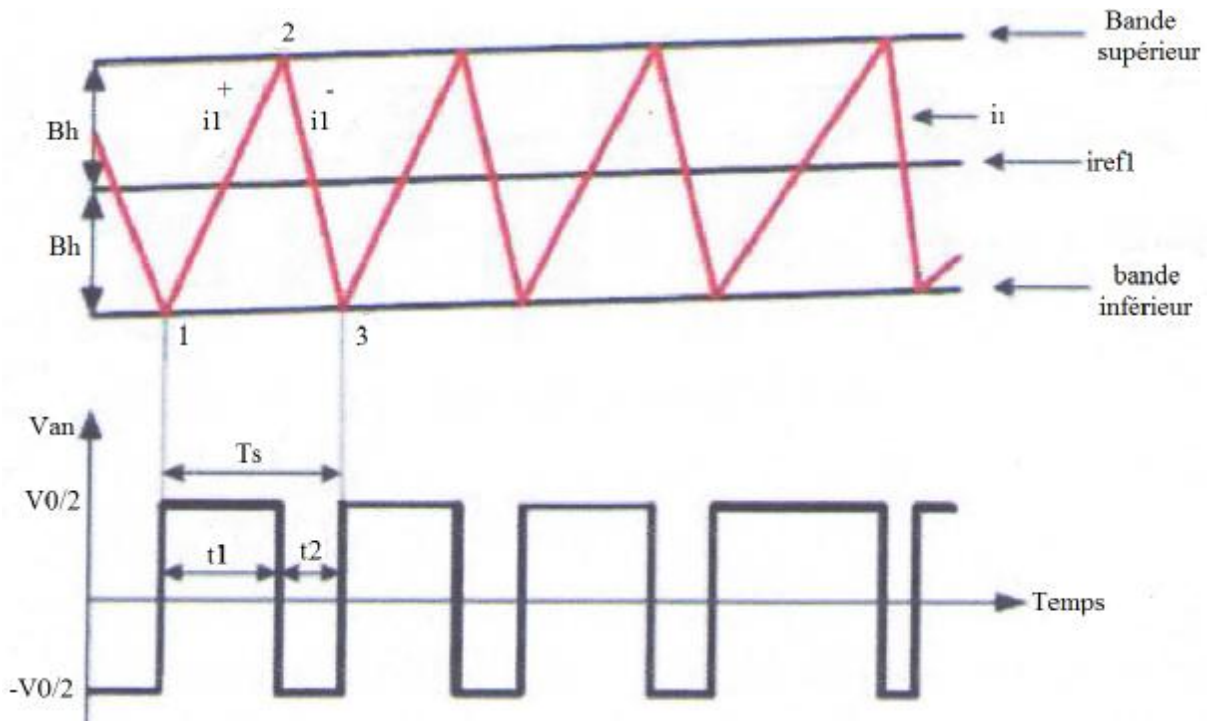


Figure (III.8) : Le courant et la tension de la phase a générés par la méthode hystérésis.

Considérant la figure (III.8) on peut écrire :

$$\frac{di_1^+}{dt} t_1 - \frac{di_{ref1}}{dt} t_1 = 2B_h \quad (III. 19)$$

$$\frac{di_1^-}{dt} t_2 - \frac{di_{ref1}}{dt} t_2 = 2B_h \quad (III. 20)$$

$$t_1 + t_2 = T_s \frac{1}{f_s} \quad (III. 21)$$

Avec f_s la fréquence de commutation des interrupteurs. A partir des équations (III.19), (III.20) et (III.21), on peut écrire :

$$\frac{di_1^+}{dt} t_1 - \frac{di_1^-}{dt} t_2 - \frac{1}{f_s} \frac{di_{ref1}}{dt} = 0 \quad (III. 22)$$

En soustrayant (III.19) à (III.20), on obtient :

$$\frac{di_1^+}{dt} t_1 - \frac{di_1^-}{dt} t_2 - (t_1 - t_2) \frac{di_{ref1}}{dt} = 4B_h \quad (III. 23)$$

Pour de faibles valeurs de la bande d'hystérésis B_h , les courants i_1^+ et i_1^- peuvent être approximés par i_1 alors que leurs dérivées $\frac{di_1^+}{dt}$ et $\frac{di_1^-}{dt}$ ne peuvent pas être par $\frac{di_{ref1}}{dt}$. Considérant cette approximation et en combinant les équations (III.18), (III.19) et (III.23), on obtient :

$$\frac{t_1}{L} \left(\frac{v_0}{2} - Ri_1 \right) - \frac{t_2}{L} \left(\frac{v_0}{2} - Ri_1 \right) - \frac{m}{f_0} = 0 \quad (III.24)$$

Ou m représente la pente du courant de référence, soit $m = \frac{di_{ref1}}{dt}$ (III.25)

L'équation (III.24) peut être simplifiée comme suit:

$$(t_1 - t_2) = \frac{2L}{v_0 f_s} \left(\frac{Ri_1}{L} + m \right) \quad (III.26)$$

A partir des équations (III.19), (III.20), (III.24) et (III.26), on peut écrire :

$$4B_h = \frac{t_1}{L} \left(\frac{v_0}{2} - Ri_1 \right) + \frac{t_2}{L} \left(\frac{v_0}{2} + Ri_1 \right) - \frac{2Lm}{v_0 f_s} \left(\frac{Ri_1}{L} + m \right) \quad (III.27)$$

En utilisant l'équation (III.21), l'équation (III.27) devient :

$$4B_h = \frac{v_0}{2f_s L} - \frac{Ri_1}{L} (t_1 - t_2) - \frac{2Lm}{v_0 f_s} \left(\frac{Ri_1}{L} + m \right) \quad (III.28)$$

En remplaçant l'équation (III.26) dans l'équation (III.28) l'expression suivante peut être Établie:

$$4B_h = \frac{v_0}{2f_s L} \left[1 - \frac{4L^2}{v_0^2} \left(\frac{Ri_1}{L} + m \right)^2 \right] \quad (III.29)$$

A partir de l'équation (III.29), nous obtenons :

$$f_s = \frac{v_0}{8B_h L} \left[1 - \frac{4L^2}{v_0^2} \left(\frac{Ri_1}{L} + m \right)^2 \right] \quad (III.30)$$

Selon (III.30), il apparaît que la fréquence de commutation n'est pas fixée lorsque seule la largeur de la bande d'hystérésis est fixée. Pour avoir une fréquence de commutation fixe, la part variable de (III.30) doit être maintenue constante et égale

K_h^2 avec K_h une constante positive, soit :

$$\frac{Ri_1}{L} + m = \mp K_h \quad (\text{III.31})$$

Afin de résoudre ce problème de maîtrise des fréquences de commutation, différentes Solutions ont été proposées. On peut notamment citer les méthodes dites "hystérésis à bande Variable" ou "hystérésis modulée". Nous avons choisi la méthode dite "hystérésis modulée" pour poursuivre les courants de référence. Cette méthode permet d'une part de fixer la fréquence de commutation des interrupteurs et garantit d'autre part une bonne dynamique en régime transitoire. De plus, l'erreur de poursuite peut être minimisée si les paramètres du contrôleur (amplitude du signal triangulaire (A_t) et largeur de la bande d'hystérésis (B_h)) sont correctement dimensionnés et optimisés. Cette méthode est décrite à la section suivante.

III.4.2. Commande des courants par la méthode dite hystérésis modulée

Pour un contrôle de type hystérésis modulée, la contrainte (III.31) est satisfaite à l'aide d'un signal triangulaire noté i_t , d'amplitude A_t et de période T_t qui est alors ajusté au courant de référence. Le principe de ce contrôleur dit par hystérésis modulée est illustré à la figure suivante :

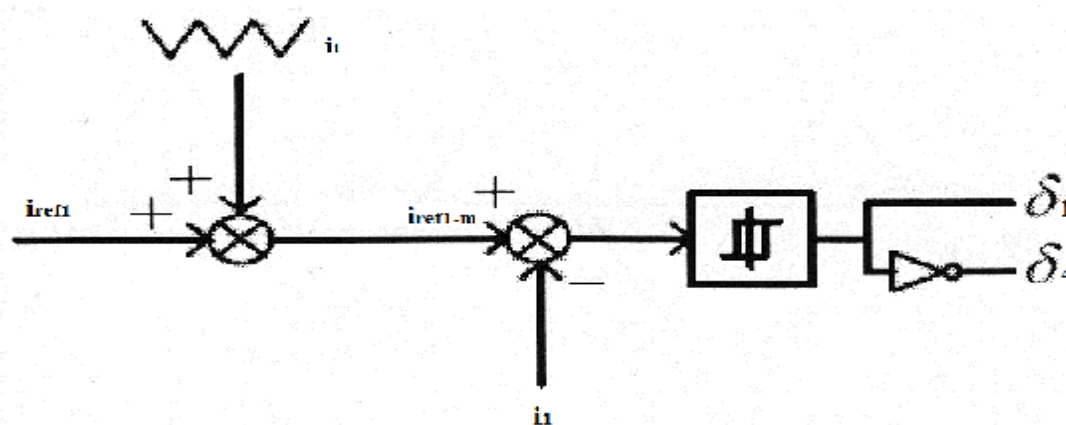


Figure (III.9) : principe du contrôleur de courant par hystérésis modulée

Suite à l'ajout de ce signal triangulaire, le nouveau courant de référence devient :

$$i_{ref1-m} = i_{ref1} + i_t \quad (\text{III.32})$$

Si l'on considère une référence sinusoïdale (soit $i_{ref1} = I_m \sin \omega t$), l'expression suivante peut être établie :

$$\frac{i_{ref1-m}}{dt} = m = I_m \omega \cos \omega t + m_t \quad (III.33)$$

Ou m_t est la pente du signal triangulaire ($m_t = \frac{dm_t}{dt}$). La combinaison de (III.32) et (III.33) conduit à :

$$\frac{Ri_1}{L} + I_m \omega \cos \omega t + m_t = K_h \quad (III.34)$$

Pour de faible valeurs de la bande d'hystérésis, en considèrent un signal triangulaire d'amplitude et de pente variables (figure (III.9)), l'équation (III.34) peut être réécrite sous la forme suivante :

$$\frac{Ri_1}{L} + I_m \omega \cos \omega t + m_t^+ = K_h \quad (III.35)$$

$$\frac{Ri_1}{L} + I_m \omega \cos \omega t - m_t^- = -K_h \quad (III.36)$$

Ou m_t^+ Et m_t^- représente les pentes respectives du signal triangulaire dans les intervalles t_{c1} et t_{c2}

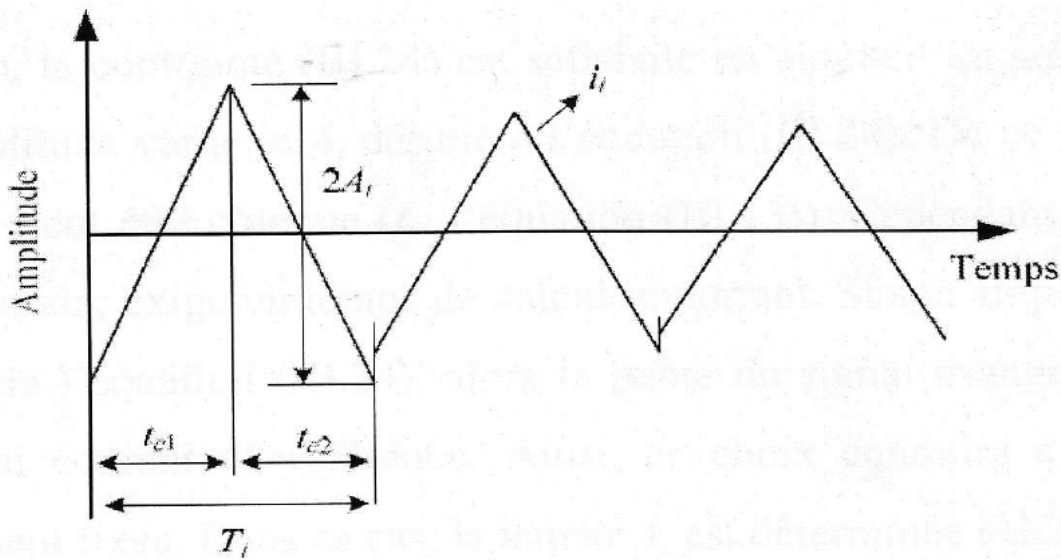


Figure (III.10) : signal triangulaire avec une amplitude et pente variable

Selon l'approximation $i_1 = i_{ref1}$, les équations (III.35) et (III.36) peuvent être également écrites sous la forme suivante :

$$m_t^+ = K_h - \frac{I_m}{L} (R \sin \omega t + L \omega \cos \omega t) = K_h - \frac{E_m}{L} \sin(\omega t + \theta) \quad (III.37)$$

$$m_t^- = K_h + \frac{I_m}{L} (R \sin \omega t + L \omega \cos \omega t) = K_h + \frac{E_m}{L} \sin(\omega t + \theta) \quad (III.38)$$

Avec : $E_m = I_m \sqrt{R^2 + (L\omega)^2}$ et $\theta = \tan^{-1}(\frac{L\omega}{R})$ (III.38)

Puisque la fréquence du signal triangulaire est bien supérieure à celle du courant de référence l'amplitude A_t du signal triangulaire peut être considérée comme constante sur une période T_t de ce signal triangulaire. Compte tenu de cette observation, les pentes positive et négative du signal triangulaire peuvent être approximées par :

$$m_t^+ = \frac{2A_t}{t_{c1}} \quad \text{et} \quad m_t^- = \frac{2A_t}{t_{c2}} \quad (III.39)$$

En combinant les équations (III.37) à (III.39), on peut écrire :

$$T_t = T_{c1} + T_{c2} = 2A_t \left[\frac{1}{K_h - \frac{E_m}{L} \sin(\omega t + \theta)} + \frac{1}{K_h + \frac{E_m}{L} \sin(\omega t + \theta)} \right] \quad (III.40)$$

A partir de l'équation (III.40), nous obtenons :

$$T_t = \frac{4A_t}{K_h} \left[\frac{1}{1 - \frac{E_m^2}{L^2} (1 - \cos(2\omega t + 2\theta))} \right] \quad (III.41)$$

$$A_t = \frac{K_h}{4f_t} \left(1 - \frac{E_m^2}{2K_h^2 L^2} (1 - \cos(2\omega t + 2\theta)) \right) \quad (III.42)$$

En conclusion, la contrainte (III.42) est satisfaite en ajoutant un signal triangulaire de fréquence f_t et d'amplitude variable A_t définie à l'équation (III.42). De ce fait une fréquence de commutation fixe peut être obtenue (f_s l'équation (III.30)). Cependant la mise en œuvre d'un tel signal triangulaire exige un temps de calcul important. Si son amplitude A_t est fixe à la valeur maximale de l'équation (III.42), alors la pente du signal triangulaire sera toujours supérieure à celle du courant de référence. Ainsi, ce choix conduira à une fréquence de commutation quasiment fixée. Dans ce cas, la valeur de A_t est déterminée selon l'égalité :

$$A_t = (A_t)_{max} = \frac{K_h}{4f_t} \quad (III.43)$$

A partir des équations (III.29) et (III.30), la largeur de la bande d'hystérésis peut alors être déterminée par la relation :

$$B_h = \frac{V_0}{8f_s L} \left[1 - \left(\frac{2LK_h}{V_0} \right)^2 \right] \quad (III.44)$$

Afin de fixer la fréquence de commutation en régime permanent, il ne doit exister que deux intersections entre le courant mesuré i_1 Et le courant de référence modulé i_{ref1-m} pendant chaque période : la première avec la limite supérieure du contrôleur d'hystérésis et la seconde avec sa limite inférieure. Pour atteindre cet objectif en pratique, la valeur de K_h doit être la plus élevée possible. La valeur de K_h peut être déterminée à partir de la relation (III.44). Le terme entre crochet doit cependant être une quantité positive. Des valeurs élevées de K_h augmentent la valeur de A_t et diminuent la valeur B_h au contraire des valeurs faibles de K_h conduisent à des valeurs faibles de A_t et à des valeurs élevées de B_h .

A partir des équations (III.42) et (III.43), on peut remarquer que pour K_h égal à zéro, A_t est égal à zéro et B_h maximum. Dans ce cas, le contrôleur de courant devient un contrôleur classique de type hystérésis d'autre part, si $K_h = \frac{V_0}{2L}$, B_h est égal à zéro et A_t est maximum dans ce cas, le contrôleur de courant devient un contrôleur de type MLI sans régulateur. Dans l'analyse ici présentée, la valeur absolue des tensions de phase de la charge, notées V_{an} , V_{bn} et V_{cn} , est égale à la moitié de la tension aux bornes de la source continue. Cette condition est vraie pour un système avec le neutre de la charge connecté au point milieu des condensateurs. Pour un système avec neutre de la charge flottante, la valeur absolue des tensions de phase de la charge n'est plus égale à $\frac{V_0}{2}$.

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, Nous avons d'abord présenté les méthodes d'identifications des courants harmoniques ensuite nous avons détaillé la méthode des puissances instantanées pour l'identification car elle est très simple à mettre en œuvre et conduit à de très bons résultats, en fonction du filtre choisie. Dans le chapitre suivant nous allons utiliser différents filtres analogiques pour la détection de la composante harmonique à compenser. Pour la commande du filtre nous choisirons la méthode d'hystérésis modulée car elle permet d'imposer une fréquence de commutation fixe.

Chapitre IV

Modélisation du système

IV.1. Introduction

Nous allons intéresser dans ce chapitre à la modélisation du système réseau, charge polluante et filtre actif qui revient à trouver les équations mathématiques correspondantes.

En premier lieu on présentera le schéma du système global qui se compose d'une source alternative triphasée V_s , ayant une Inductance L_s et une résistance R_s alimente une charge non linéaire génératrice des courants harmoniques consistant en un pont complet à diodes alimentant une charge inductive. Et d'un filtre actif parallèle formé par un onduleur de tension à trois bras avec des semi-conducteurs et sans neutre raccordé. Le stockage de l'énergie du côté continu est réalisé par un banc de condensateurs. Pour raccorder l'onduleur au réseau et le commander en courant il est nécessaire d'utiliser un filtre de raccordement de nature inductive (L_f, R_f).

IV.2. Schéma du système global

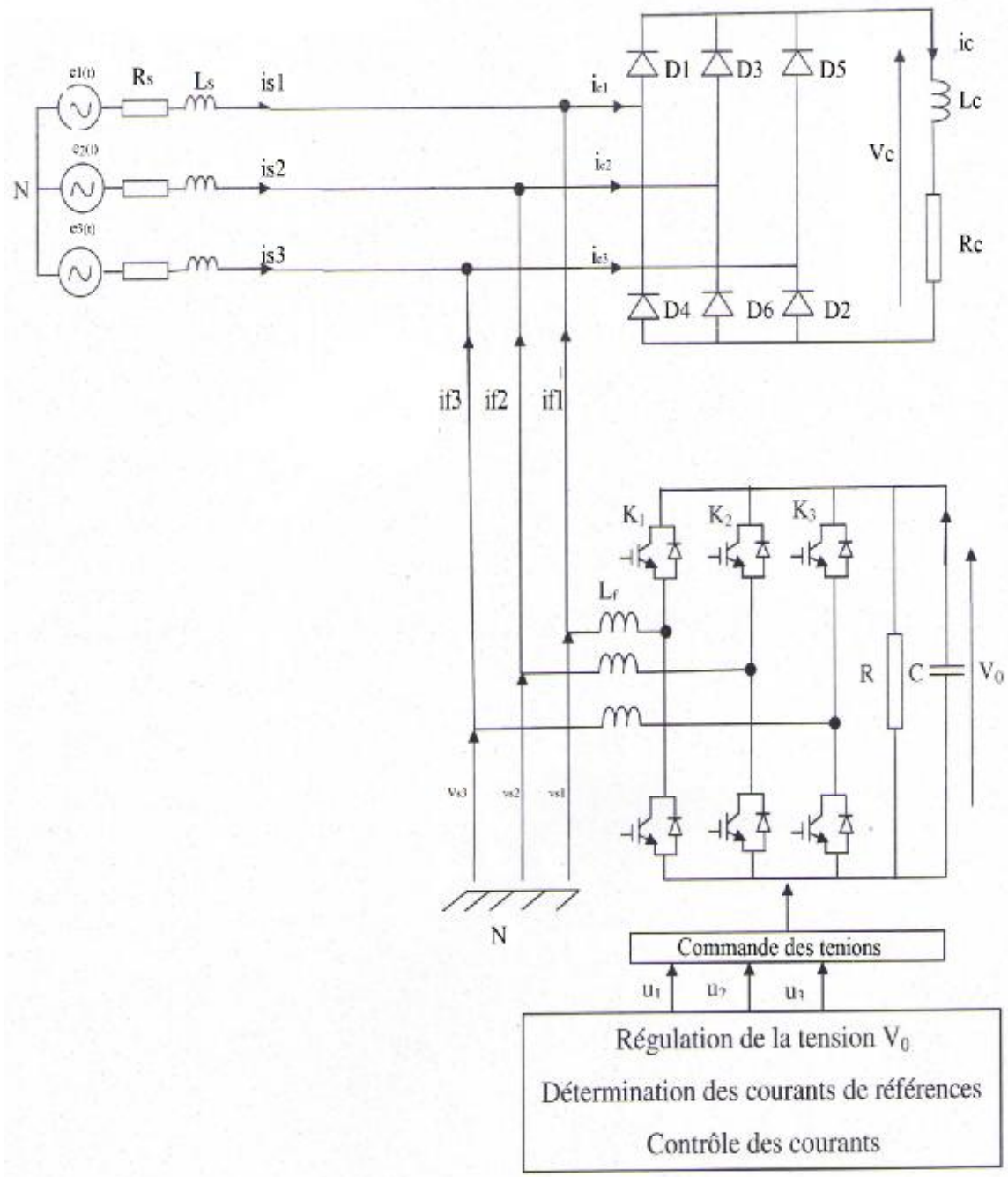


Figure (IV.1) : schéma du système globale

IV.3. Modélisation du réseau

L'énergie électrique est distribuée sous forme de trois tensions sinusoïdales et de même fréquence, constituant ainsi un réseau triphasé équilibré, chaque phase est constituée une f.e.m (e_i $i=1, 2, 3$) en série avec une impédance $Z_{cc} = R_s + j.L_s.\omega$,

Ou :

$$\omega = 2\pi f.$$

Et

$$\begin{pmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \end{pmatrix} = E \sqrt{2} \begin{pmatrix} \sin \omega t \\ \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \end{pmatrix} \quad (IV.1)$$

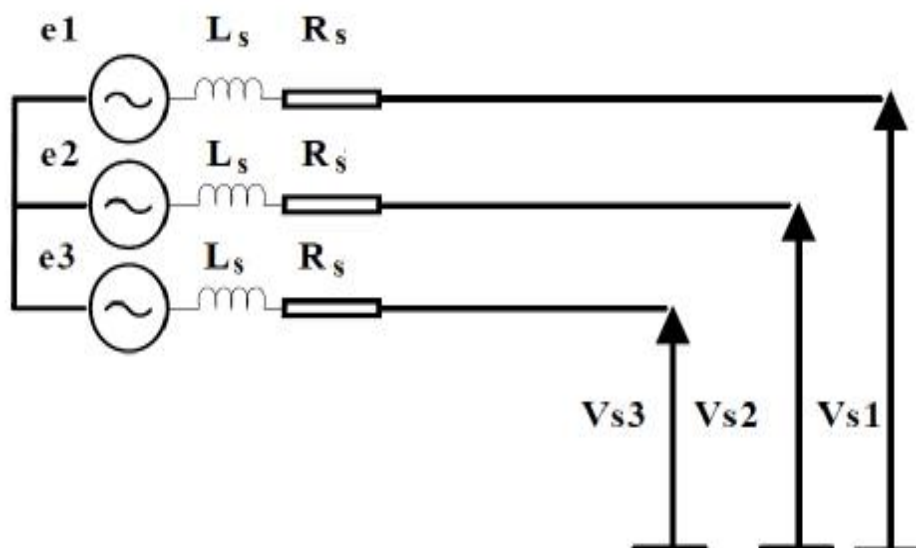


Figure (IV.2) : schéma simplifié d'un réseau électrique

IV.4. Modélisation de la charge polluante

La charge polluante que nous avons utilisée dans notre étude est un redresseur triphasé à base de diode. Il est alimenté par un réseau triphasé, représenté sur la figure (IV.2). Ce redresseur génère des harmoniques de courant.

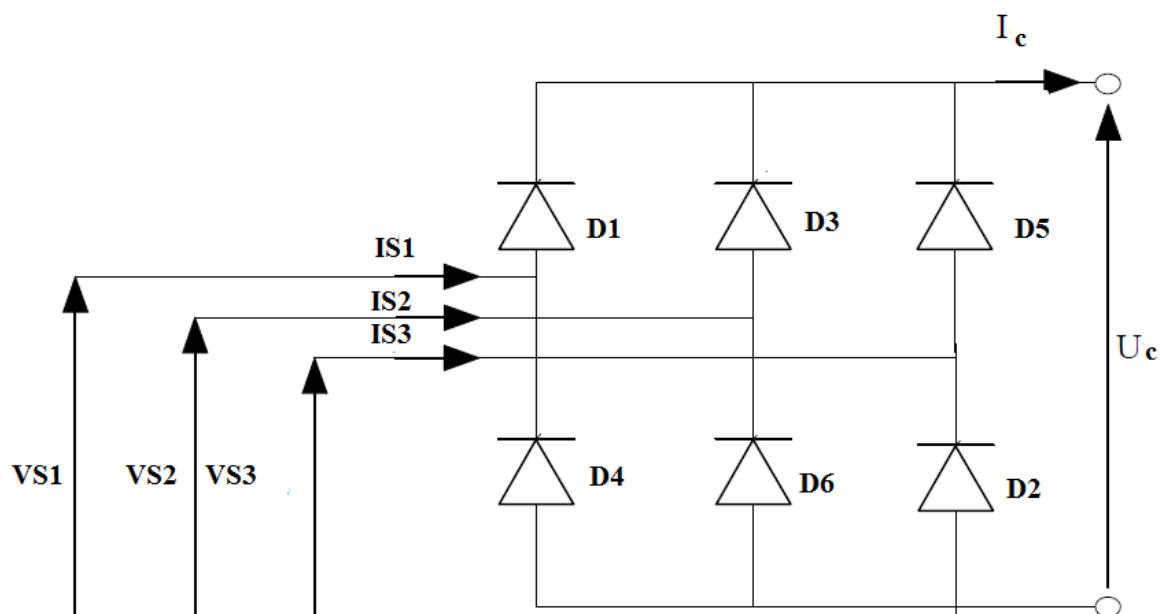


Figure (IV.3) : schéma de la charge polluante

IV.5. Modélisation de l'onduleur de tension

Les filtres actifs sont soit basés sur un onduleur de tension avec un condensateur du côté continu et un filtre de raccordement inductif du côté réseau, soit sur un commutateur de courant avec une inductance du côté continu et un filtre de raccordement capacitif du côté du réseau.

Actuellement, même si l'on trouve des articles basés sur le commutateur de courant, l'onduleur de tension est généralement préféré à cause de son meilleur rendement, de son moindre coût et de son volume plus réduit (si l'on compare le condensateur et l'inductance du côté continu). Par ailleurs, les modules à IGBT disponibles actuellement sur le marché sont bien adaptés aux onduleurs de tension car en général une diode en antiparallèle est rajoutée pour chaque IGBT. Le commutateur de courant a quant à lui besoin de mettre en série avec chaque IGBT une diode anti-retour.

IV.5.1. Structure générale

La Figure (IV.4) 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 de tension V_0 . 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.

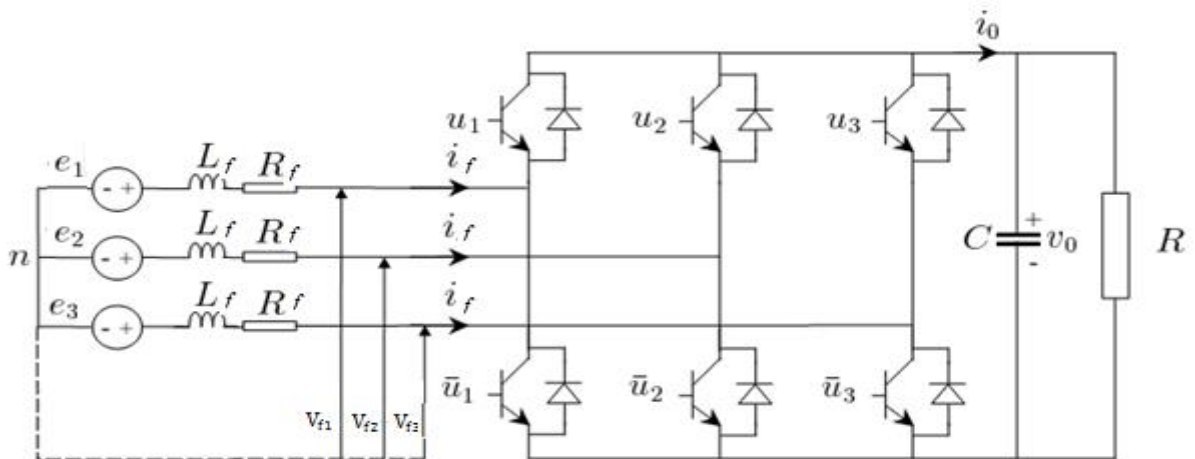


Figure (IV.4) : Onduleur de tension triphasé

Cette structure 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.

IV.5.2. Tensions fournis par l'onduleur [31]

Louverture et la fermeture des interrupteurs de l'onduleur sont désignées par les fonctions de connexions (U_1, U_2, U_3) définies ci-dessus.

$$\begin{aligned}
 U_1 &= \begin{cases} 1 & T_1 \text{ fermé et } T_4 \text{ ouvert} \\ 0 & T_1 \text{ ouvert et } T_4 \text{ fermé} \end{cases} \\
 U_2 &= \begin{cases} 1 & T_2 \text{ fermé et } T_5 \text{ ouvert} \\ 0 & T_2 \text{ ouvert et } T_5 \text{ fermé} \end{cases} \\
 U_3 &= \begin{cases} 1 & T_3 \text{ fermé et } T_6 \text{ ouvert} \\ 0 & T_3 \text{ ouvert et } T_6 \text{ fermé} \end{cases}
 \end{aligned} \tag{IV.2}$$

Dans l'hypothèse d'un système équilibré, les tensions du réseau sont supposées triphasées et sinusoïdales de fréquence 50 HZ, elles sont définies par :

$$e_i = E \sin[\omega t - (i - 1) \frac{2\pi}{3}] \quad (i = 1.2.3) \tag{IV.3}$$

$$\text{Avec : } e_1 + e_2 + e_3 = 0 \tag{IV.4}$$

E et ω sont respectivement l'amplitude de la tension et la pulsation du réseau.

Les tensions entre phase imposées par l'onduleur sont alors :

$$\begin{bmatrix} V_{f1} & - & V_{f2} \\ V_{f2} & - & V_{f3} \\ V_{f3} & - & V_{f1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_1 & - & U_2 \\ U_2 & - & U_3 \\ U_3 & - & U_1 \end{bmatrix} V_0 \tag{IV.5}$$

Le courant délivré par la capacité est :

$$i_0 = -C \frac{dv_0}{dt} = \sum_{i=1}^3 (U_i I_{fi}) - \frac{V_0}{R} \tag{IV.6}$$

V_{f1}, V_{f2}, V_{f3} Sont les tensions par rapport aux point neutre, elles vérifient l'équation :

$$\begin{bmatrix} V_{f1} \\ V_{f2} \\ V_{f3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \end{bmatrix} - L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{f1} \\ I_{f2} \\ I_{f3} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{f1} \\ I_{f2} \\ I_{f3} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.7})$$

Sachant que la somme des courants du filtre actif sont nuls :

$$\text{Avec : } \quad i_{f1} + i_{f2} + i_{f3} = 0 \quad (\text{IV.8})$$

On déduit des équations (IV - 4) (IV - 7) (IV - 8)

$$V_{f1} + V_{f2} + V_{f3} = 0 \quad (\text{IV.9})$$

Les équations (II - 5) et (II - 9) donnent :

$$\begin{bmatrix} V_{f1} \\ V_{f2} \\ V_{f3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix} \frac{V_0}{3} \quad (\text{IV.10})$$

Les valeurs U_1, U_2, U_3 prennent chacune deux valeurs possibles, elle en résulte huit états possibles pour les tensions V_{f1}, V_{f2}, V_{f3} résumés dans le tableau suivant :

Etat	U_1	U_2	U_3	V_{f1}	V_{f2}	V_{f3}
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	1	$-\frac{1}{3}V_0$	$-\frac{1}{3}V_0$	$\frac{2}{3}V_0$
3	0	1	0	$-\frac{1}{3}V_0$	$\frac{2}{3}V_0$	$-\frac{1}{3}V_0$
4	0	1	1	$-\frac{2}{3}V_0$	$\frac{1}{3}V_0$	$\frac{1}{3}V_0$
5	1	0	0	$\frac{2}{3}V_0$	$-\frac{1}{3}V_0$	$-\frac{1}{3}V_0$
6	1	0	1	$\frac{1}{3}V_0$	$-\frac{2}{3}V_0$	$\frac{1}{3}V_0$
7	1	1	0	$\frac{1}{3}V_0$	$\frac{1}{3}V_0$	$-\frac{2}{3}V_0$
8	1	1	1	0	0	0

Tableau (IV.1) : Tensions générées par l'onduleur

VI.5.3. Système de stockage d'énergie [32]

De fait, les filtres actifs sont différenciés par la nature même de l'élément de stockage.

Les filtres à stockage inductifs mettent en œuvre un filtrage actif parallèle à structure de courant. Le système de stockage doit demeurer aussi stable que possible pour ne pas altérer la qualité du filtrage. Cette forme de stockage est mieux adaptée pour de fortes puissances.

Les filtres à stockage capacitif quant à eux mettent en œuvre un filtrage actif à structure de tension. Pour son fonctionnement. La tension V_c est maintenue constante afin de remédier aux fluctuations qui peuvent affecter la qualité de filtrage. En pratique il revient moins coûteux d'adopter le filtrage actif parallèle à structure de tension.

IV.5.4. Filtre de sortie [3]

Le filtre de sortie est un filtre passif utilisé pour connecter l'onduleur de tension au réseau électrique. Le filtre de sortie est dimensionné pour satisfaire les deux critères suivants :

Ø Assurer la dynamique du courant :

$$\frac{d}{dt} \vec{I}_{hch} = \frac{d}{dt} \vec{I}_{inj} \quad \rightarrow \quad (IV.11)$$

Avec I_{h_ch} le courant harmonique de la charge et I_{inj} le courant du filtre actif,

Ø Empêcher les composantes dues aux commutations de se propager sur le réseau électrique. Deux types de filtre de sortie peuvent être employés : un filtre de sortie du premier ordre et un filtre de sortie du troisième ordre.

IV.6. Filtre de sélection utilisé pour la détection des références

Le filtre dont nous nous intéressons ici et le filtre utilisé par l'algorithme d'identification des harmoniques à compenser, afin de bien définir les références de commande de l'onduleur, qui constitue le filtre actif. nous nous sommes intéressés à des filtres de type analogiques.

IV.6.1 .Le filtre passe bas

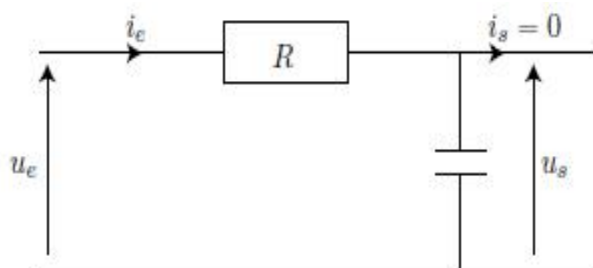


Figure (IV.5) : Filtre passe bas

Si $\omega \rightarrow 0$ alors $Z_C \rightarrow \infty$ (refaire le schéma en supprimant la branche contenant le condensateur) et $U_s \rightarrow U_e$.

Si $\omega \rightarrow \infty$ alors $Z_C \rightarrow 0$ (refaire le schéma en remplaçant la branche contenant le condensateur par un fil) et $U_s \rightarrow 0$.

On peut donc déjà dire que le filtre transmet les signaux de basse fréquence et atténue ceux de haute fréquence d'où la dénomination de filtre passe-bas.

IV.6.1.1. Fonction de transfert

La fonction de transfert est définie par :

$$H(j\omega) = \frac{U_s}{U_e} = \frac{\frac{1}{j\omega C}}{R + \frac{1}{j\omega C}} = \frac{1}{1 + j\omega C R} \quad (\text{VI.12})$$

$$H(j\omega) = \frac{1}{1 + \frac{\omega}{\omega_0}} \quad (\text{IV.13})$$

$$\text{En posant } \omega_0 = \frac{1}{RC} \quad (\text{IV.14})$$

IV.6.2. Le filtre de Butterworth

Le filtre de Butterworth est la mise en cascade de section du 2nd ordre avec éventuellement une section du premier ordre pour les ordres impairs.

Un filtre de Butterworth d'ordre n est de la forme :

$$H(p) = \frac{1}{B_n(P)} \quad (\text{IV.15})$$

Où $B_n(P)$ est un polynôme de Butterworth dont les propriétés principales sont :

$$|B_n(jw)| = \sqrt{1 + \left(\frac{w}{w_0}\right)^{2n}} \quad (\text{IV.16})$$

$$|B_n(jw)| = \sqrt{2} \quad \forall n \text{ pour } w = w_0$$

$|B_n(jw)|$ est une fonction strictement croissante

Butterworth du troisième ordre est une section du 2^{ème} ordre et une section du premier ordre.

$$|B(jw)| = \left| \left(1 + \frac{jw}{w_0}\right) \left(1 - \frac{w^2}{w_0^2} + \frac{jw}{w_0}\right) \right| = \sqrt{1 + \left(\frac{w}{w_0}\right)^6} \quad (\text{IV.17})$$

$$B_n(P) = (1 + P' + P'^2)(1 + P')$$

$$P' = \frac{jw}{w_0} \quad (\text{IV.18})$$

$$F(P) = \frac{1}{(1 + P + P^2)(1 + P)} \quad (\text{IV.19})$$

$$P = \frac{jw}{wc}$$

IV.6.3 Filtre de Chebychev

Il existe une famille de filtres nommée filtres de Tchebychev. On les nomme ainsi en raison de leurs caractéristiques mathématiques, qui sont dérivées des polynômes de Tchebychev.

Les filtres de Tchebychev sont un type de filtre caractérisé par l'acceptation d'une ondulation, soit en bande passante, soit en bande atténuée. Dans le cas d'une bande passante, on parle de filtres de Tchebychev directs ou de type 1 ; dans le cas d'une bande atténuée, on parle de filtres de Tchebychev inverses ou de type 2.

IV.6.3.1. Filtre de type 1 (direct)

Le filtre de Tchebychev de type 1 présente de multiples ondulations en bande passante, mais, à ordre constant, il permet une meilleure sélectivité que le filtre de Butterworth. La valeur maximale des ondulations en bande passante est un paramètre de conception du filtre. Plus cette valeur est importante (à ordre constant), plus le filtre est sélectif (i. e. sa pente est plus raide hors bande passante). Au voisinage de la fréquence de coupure, le déphasage est plus perturbé que pour le filtre de Butterworth, ce qui peut être préjudiciable, notamment en transmission de données (distorsion de phase). Dans les cas où l'ondulation et le déphasage ne posent pas de problème, on retrouve assez couramment ce type de filtre.

Sa fonction de transfert est :

$$|H(\omega)| = \frac{1}{\sqrt{1 + \varepsilon^2 T_n^2\left(\frac{\omega}{\omega_1}\right)}} \quad (\text{IV.20})$$

$T_n\left(\frac{\omega}{\omega_1}\right)$ est le polynôme de Tchebychev d'ordre n . Noter que ε est un paramètre numérique liée aux' niveau de l'ondulation dans la bande passante. Les polynômes de Chebyshev peuvent être générés à partir de la récursion.

$$T_n(x) = 2xT_{n-1}(x) - T_{n-2}(x)$$

où $T_0(x) = 1$ et $T_1(x) = x$. Les polynômes pour $n = 2, 3, 4, 5$ sont

$$T_2(x) = 2x(x) - 1 = 2x^2 - 1$$

$$T_3(x) = 2x(2x^2 - 1) - x = 4x^3 - 3x$$

$$\begin{aligned}
 T_4(x) &= 2x(4x^3 - 3x) - (2x^2 - 1) = 8x^4 - 8x^2 + 1 \\
 T_5(x) &= 2x(8x^5 - 8x^4 + 1) - (4x^3 - 3x) = 16x^5 - 20x^3 + 5x
 \end{aligned}
 \tag{IV.21}$$

En utilisant l'équation (IV.21), les deux pôles de type filtre de Tchebychev à pour fonction de fréquence suivant.

$$|H(w)| = \frac{1}{\sqrt{1 + \varepsilon^2 [2(\frac{w}{w_1})^2 - 1]^2}}
 \tag{IV.22}$$

IV.6.3.2. Filtre de type 2 (inverse)

Le filtre de Tchebychev de type 2 est le dual du filtre de Tchebychev de type 1. Il présente une évolution monotone en bande passante et des ondulations en bande atténuée. Avec une valeur spécifiée par le constructeur du filtre, et une série de points où l'atténuation est totale : il s'agit des pôles, à cause de la présence des pôles à des fréquences finies, le filtre de Tchebychev de type 2 présente une configuration de base qui utilise, du point de vue de la réalisation analogique, des composants simples avec des circuits LC série ou parallèle.

Sa fonction de transfert est :

$$|H(\omega)| = \frac{\varepsilon T_n(\frac{w_c}{w})}{\sqrt{1 + \varepsilon^2 T_n^2(\frac{w}{w_c})}}
 \tag{IV.22}$$

IV.7. Conclusion :

Le chapitre IV nous a permis la modélisation pour le meilleur fonctionnement de notre système, ce qui revient à trouver un modèle mathématique qui traduit le dispositif physique.

Les différentes parties du système modélisé sont :

- Ø le réseau électrique
- Ø la charge polluante
- Ø le filtre actif parallèle triphasé

Dans le prochain chapitre, nous allons entrer dans les détails de notre circuit de travail, et donner les résultats de simulations sous logiciel MATLAB/SIMULINK

Chapitre V

Simulation du réseau, filtre actif et la charge polluante

V.1. Introduction

La simulation numérique est le meilleur moyen pour étudier des systèmes complexes. Cette partie sera consacrée à la présentation des résultats de simulation de l'ensemble filtre actif parallèle-réseau-charge polluante. Après une description des éléments caractéristiques, nous représentons les résultats obtenus grâce à des programmes de simulation que nous avons développés sur MATLAB / SIMULINK. Nous comparons ensuite les résultats obtenus en utilisant trois filtres dérivant du bloc d'identification (filtre passe bas du premier ordre, filtre de Butterworth et le filtre de Tchebychev) sachant que ces deux derniers sont d'ordre trois.

Les éléments caractérisant le réseau électrique sont les suivantes :

Source :

Tension efficace : $V_s = 127V$

La fréquence : $f = 50Hz$

Impédance du réseau : $L_s = 45\mu H$, $R_s = 0.16 \Omega$

Côté continue de la charge polluante :

$$R_c = 10 \Omega \text{ et } L_c = 68 \text{ mH}$$

Inductance du filtre de sortie :

$$L_f = 1 \text{ mH}$$

Côté continue de l'onduleur :

$$R = 300 \Omega \text{ et } C = 3.3 \text{ Mf}$$

Tension continue en régime permanent :

$$V_0 = 600V$$

V.2. Résultat de simulation

V.2.1. Le filtre passe-bas

La figure (5.1) représente les Performances du filtre actif de puissance en simulation.

- Allure du courant de charge I_{ch1} avant filtrage, b) allure du courant de référence I_{fref} ,
- allure du courant du filtre I_{fa1} , d) allure du courant de charge I_{s1} après filtrage.

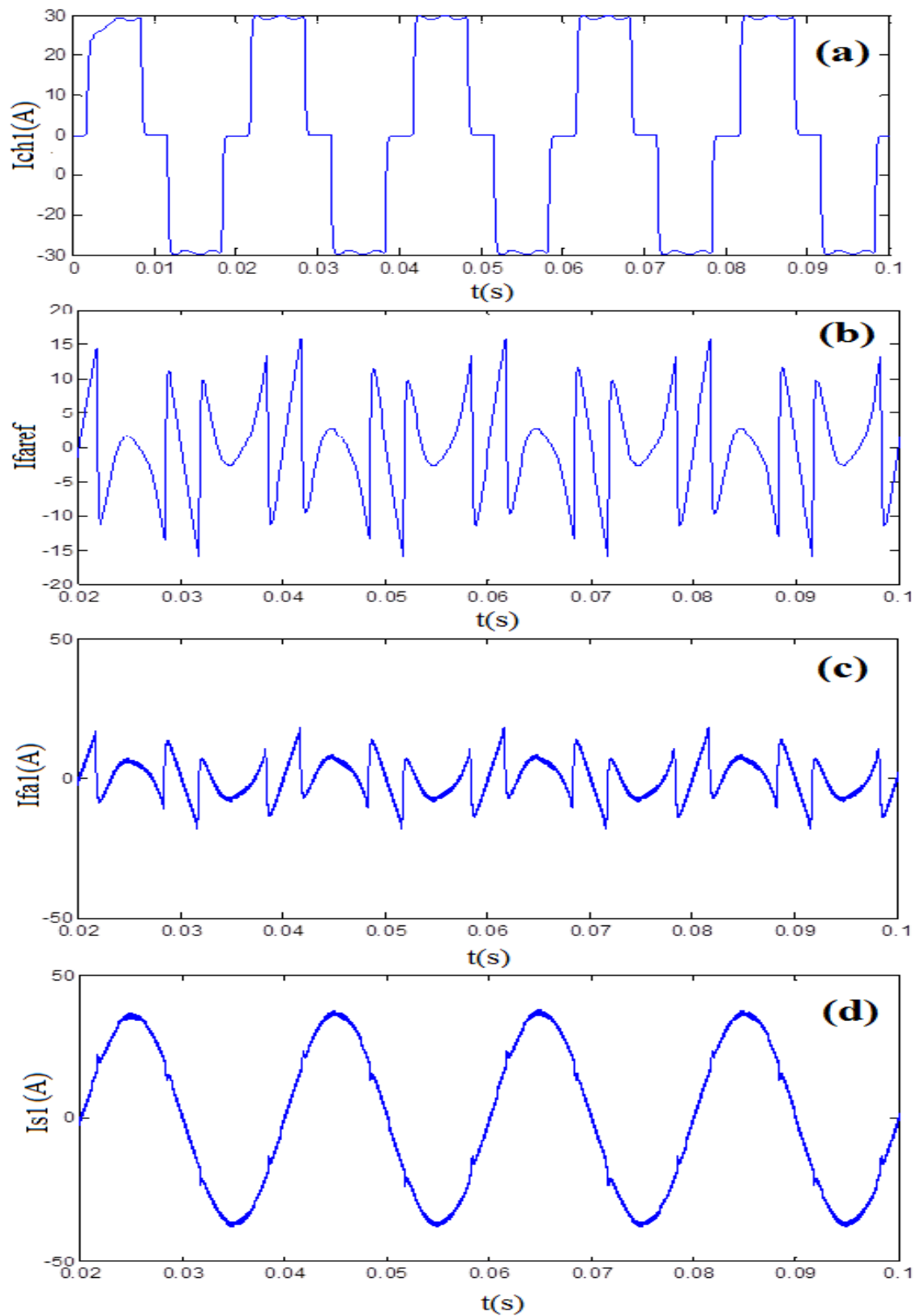


Figure (V.1) : Performances du filtre actif de puissance en simulation

Les figures (V.2) et (V.3) représente les spectres harmoniques des courants avant et après filtrage correspondant aux harmoniques de rangs $6k \pm 1$.

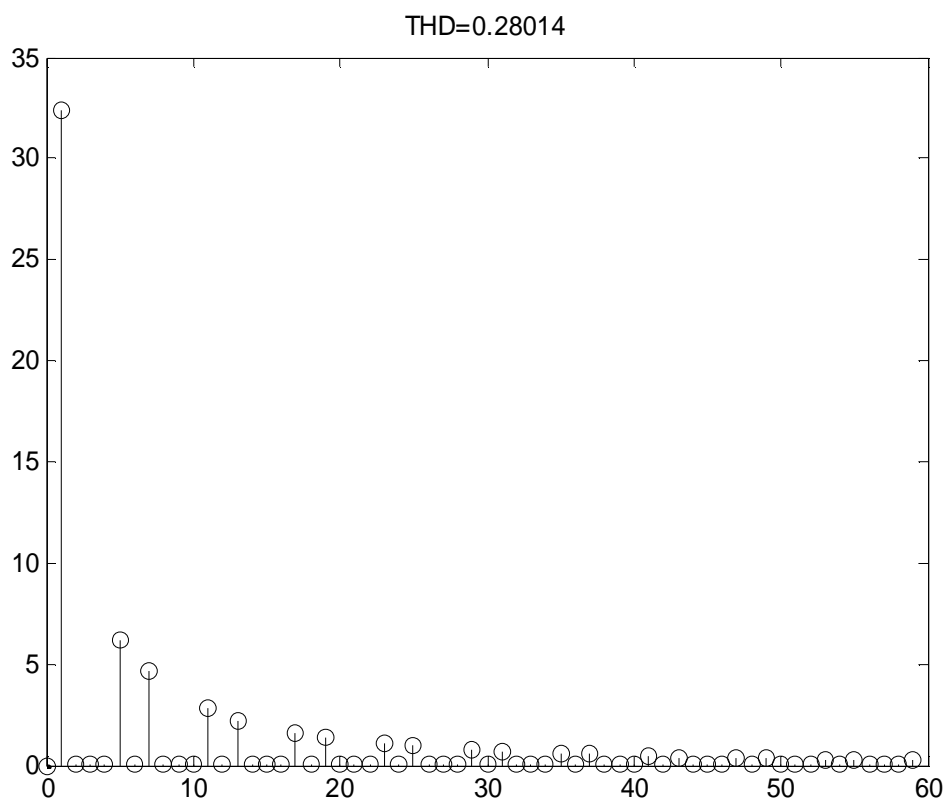


Figure (V.2) : Spectre harmonique du courant de charge Ich1 avant filtrage

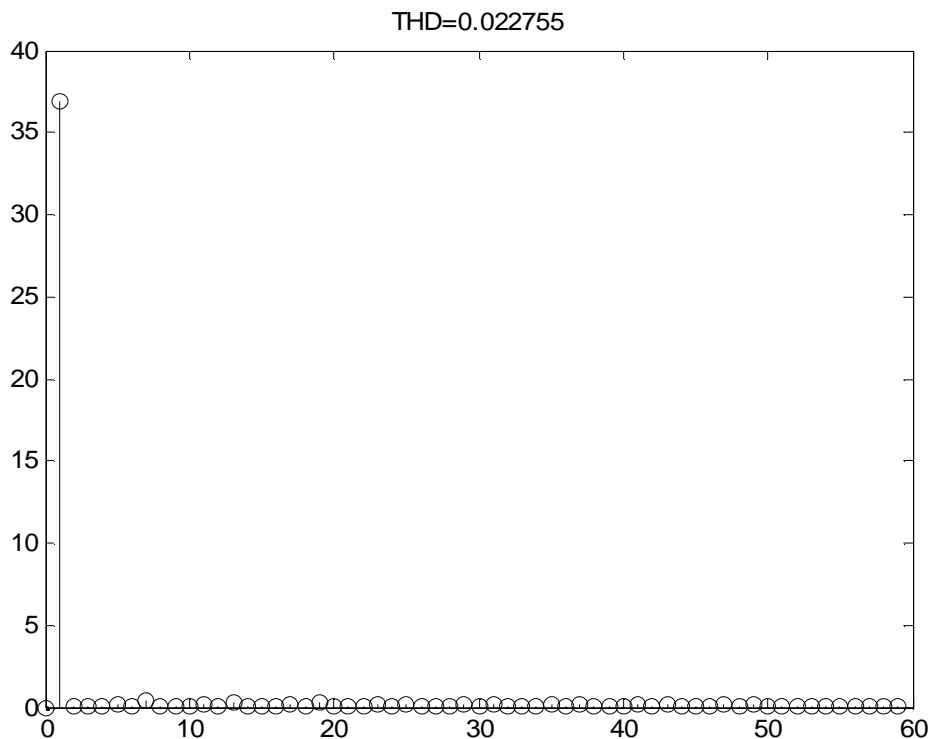


Figure (V.3) : Spectre harmonique du courant de la source Is1 après filtrage

V.2.2 Le filtre de Butterworth

La figure (V.4) représente les performances du filtre actif de puissance en simulation.

- Allure du courant de charge Ich1 avant filtrage,
- allure du courant de référence Ifaref,
- allure du courant du filtre Ifa1,
- allure du courant de charge Is1 après filtrage.

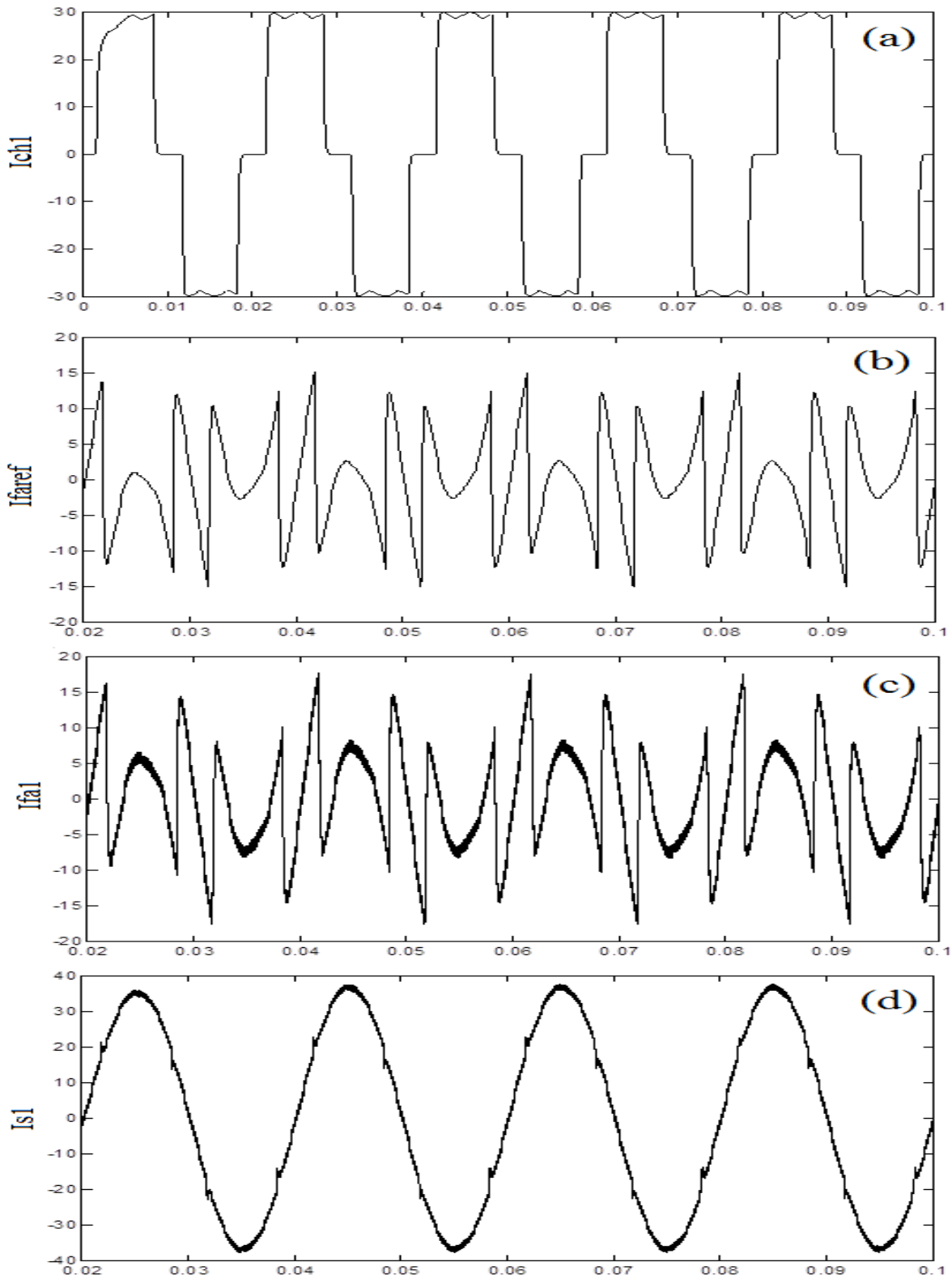


Figure (V.4) : Performances du filtre actif de puissance en simulation

Les figures (V.5) et (V.6) représente les spectres harmoniques des courants avant et après filtrage correspondant aux harmoniques de rangs $6k$.

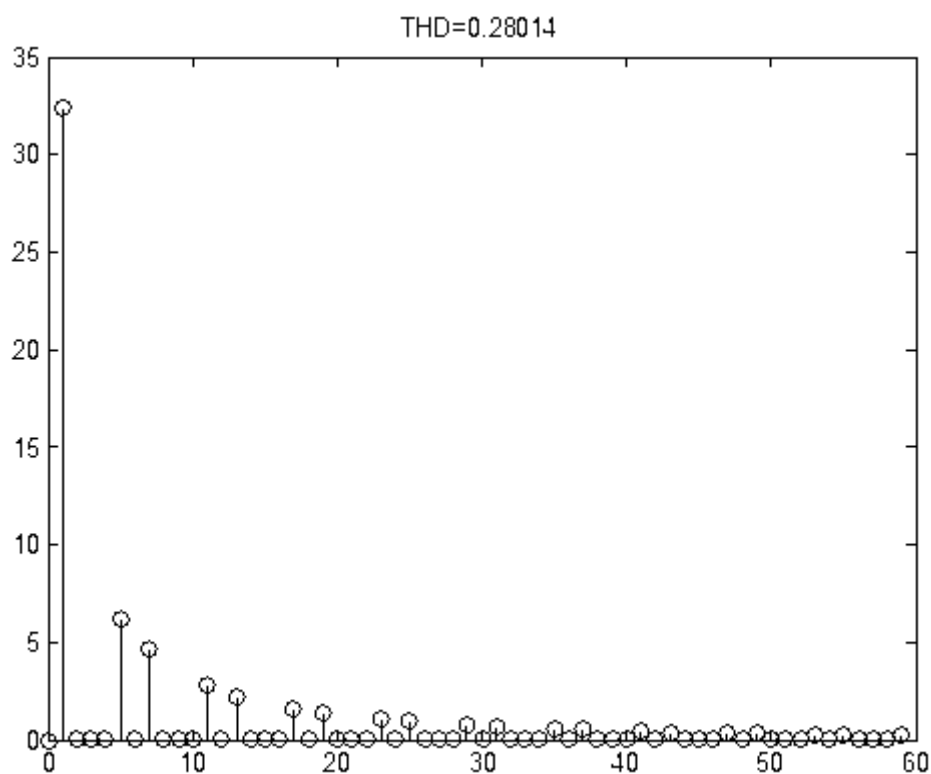


Figure (V.5) : Spectre harmonique du courant de charge Ich1 avant filtrage

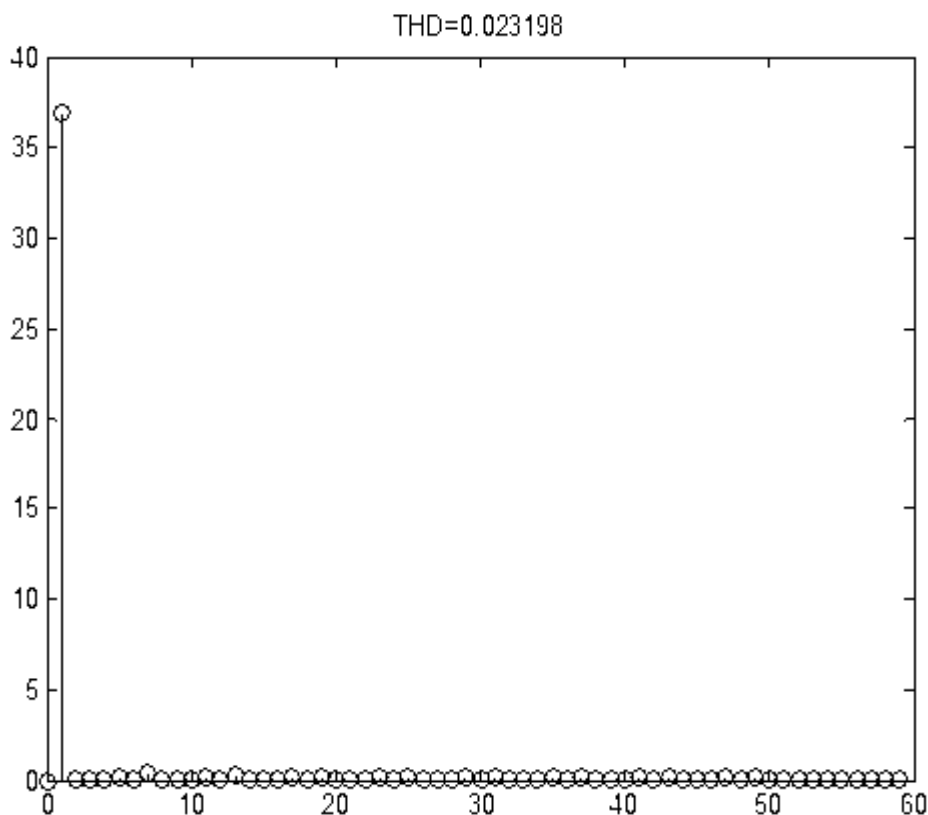


Figure (V.6) : Spectre harmonique du courant de la source Is1 après filtrage

V.2.3. Filtre de Tchebychev

La figure (V.7) représente les Performances du filtre actif de puissance en simulation.

- Allure du courant de charge Ich1 avant filtrage,
- allure du courant de référence Ifaref,
- allure du courant du filtre Ifa1,
- allure du courant de charge Is1 après filtrage.

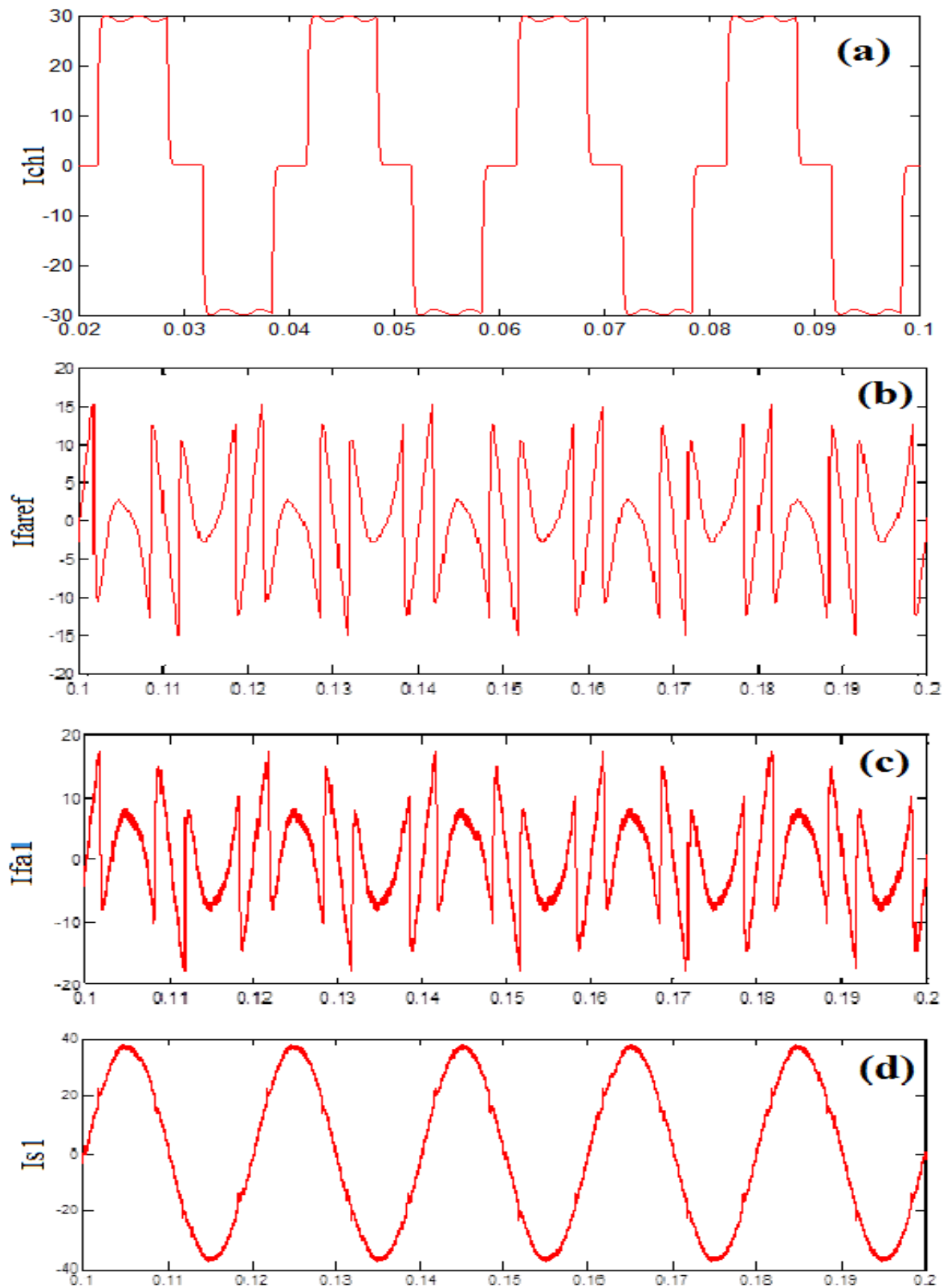


Figure (V.7) : Performances du filtre actif de puissance en simulation

Les figures (V.8) et (V.9) représente les spectres harmoniques des courants avant et après filtrage correspondant aux harmoniques de rangs $6k$.

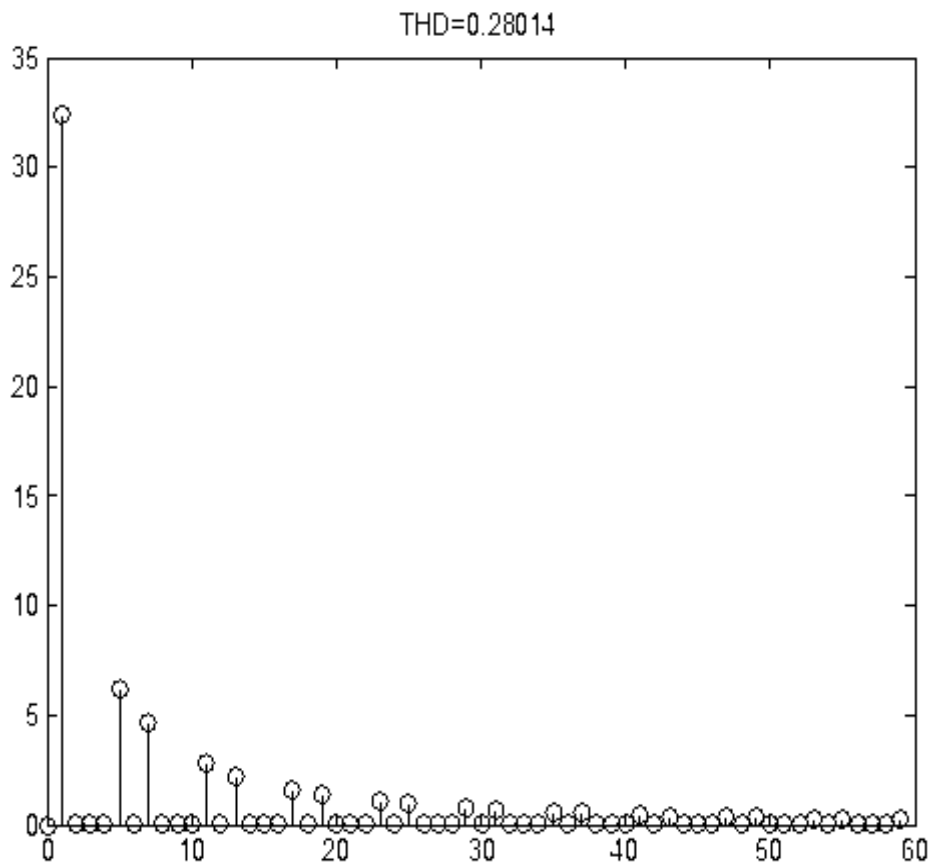


Figure (V.8) : Spectre harmonique du courant de charge Ich1 avant filtrage

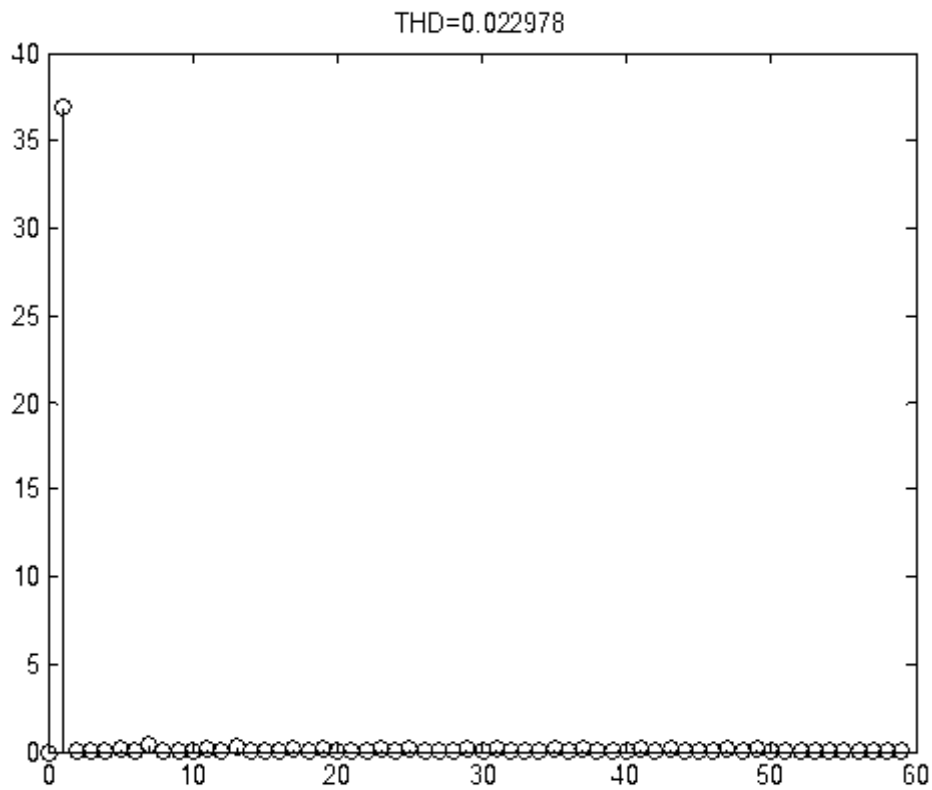


Figure (V.9) : Spectre harmonique du courant de la source Is1 après filtrage

La figure (V.10), (V,11) représente le courant Id et Iq

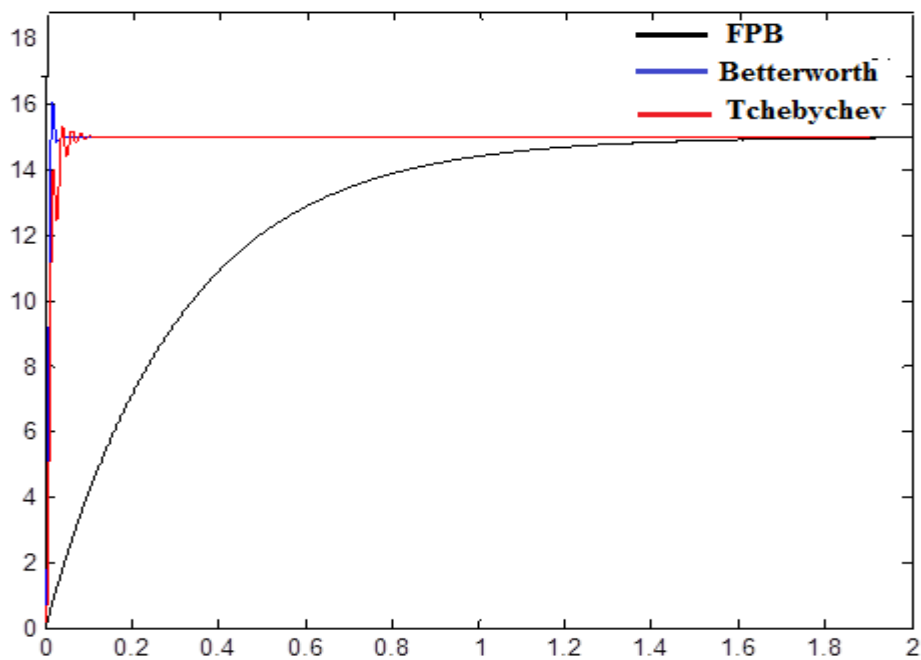


Figure (V.10) : courant Id

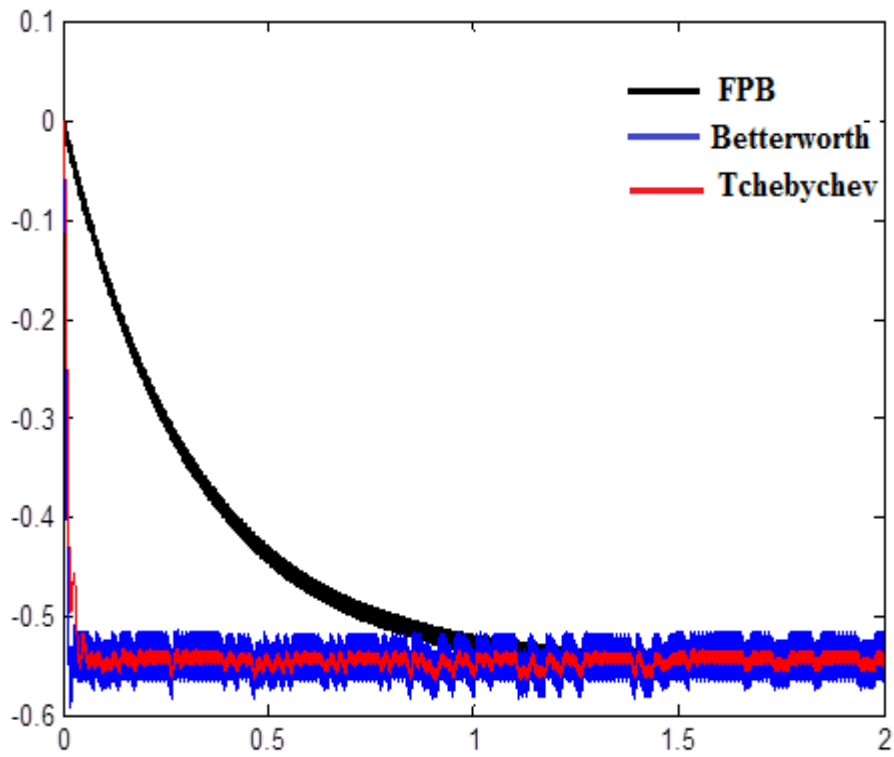


Figure (V .11) : Courant I_q

La figure (V.12) représente le courant I_{cm} qui traverse le condensateur

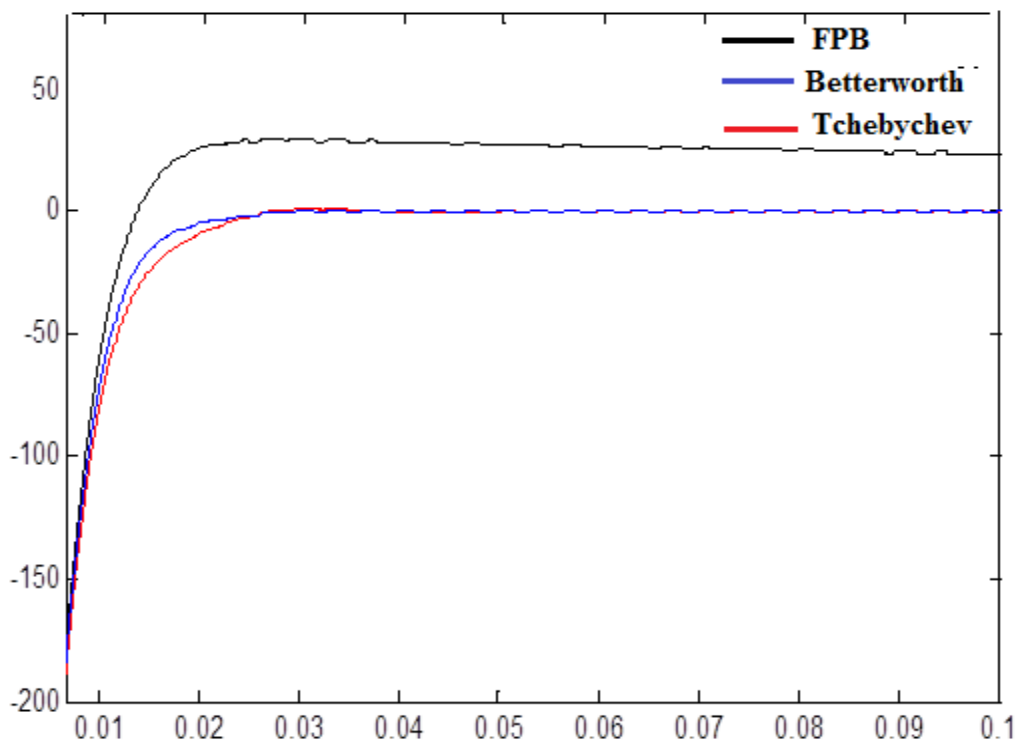
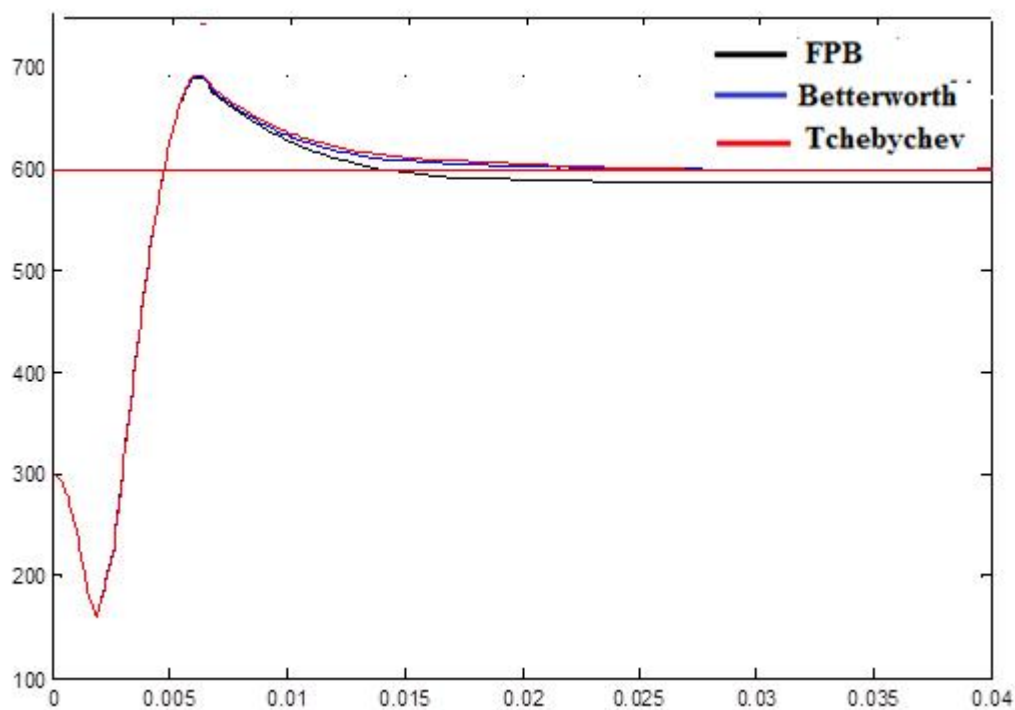


Figure (V.12) : Courants qui traverse le condensateur I_{cm}



Figure(V.13) : la tension du bus continu V_0

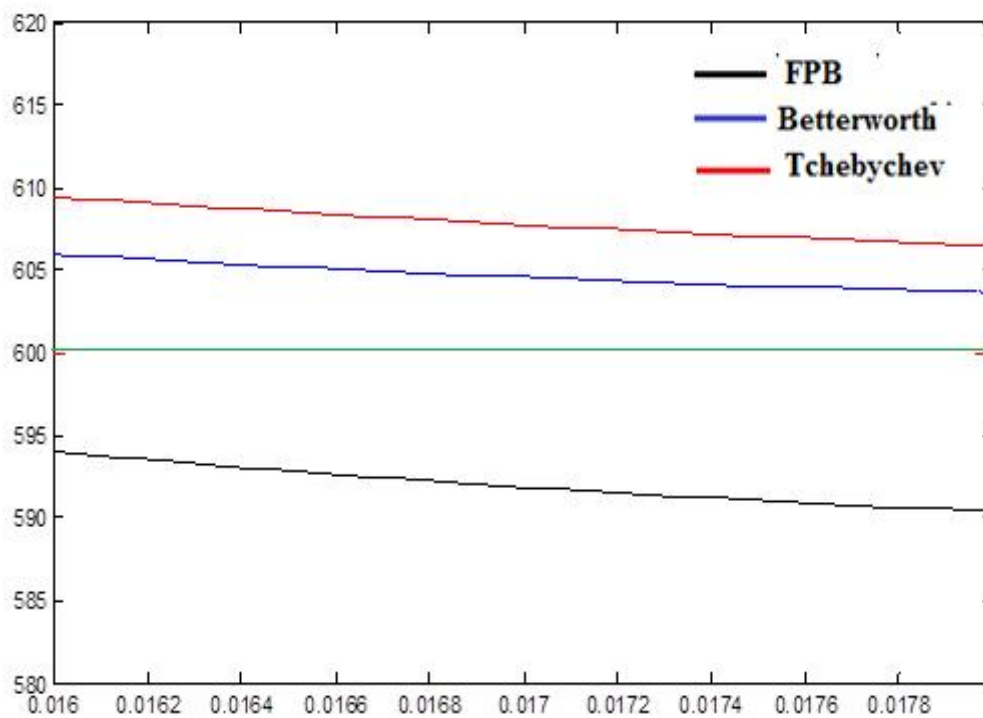


Figure (V.14) : Tension du bus continue V_o

V.3. Interprétation des résultats

Vue le courant triphasé équilibré délivré par la source, nous avons présenté les résultats de simulation pour une phase, en l'occurrence la phase 1.

On remarque que pour les trois cas présenter ci-dessus que le courant de la charge est de forme alternative non sinusoïdale chargé des composantes harmonique de rang $(6k \pm 1)$, ainsi son taux de distorsion harmonique est de 28%. Ce dernier est bien au-delà de seuil toléré par les normes internationales mais le courant dans le réseau devient sinusoïdal dès l'intégration du filtre actif parallèle et le THD est ramené après filtrage à des valeurs acceptables qui sont moins de 3%.

Les courants de références sont bien identifiés par la méthode des puissances instantanées ce qui assure une bonne simulation. Ceci permet également d'injecter des courants harmoniques au réseau égaux à ceux générés par la charge et de phases opposées. Le courant coté source devient alors sinusoïdal.

Les figures (V-10), (V-11) présentent successivement la superposition des courants I_d , I_q dans les simulations effectuées pour chaque filtre.

Nous remarquons que le temps nécessaire pour que ses courants atteignent le régime permanent est considérablement élevé dans le cas de filtre passe bas, tandis qu'il est très court dans le filtre de Tchebychev et Butterworth.

La figure (V-12) présente le courant I_{cm} (nécessaire pour la charge de la capacité). Elle montre que l'établissement de la composante permanente du courant I_{cm} est meilleur avec le filtre Butterworth.

Les figures (V-13), (V-14) montrent que la boucle de tension on utilisant le filtre de Butterworth est plus stable par rapport aux autres. Cela revient à sa réponse qui est très plate à l'origine et son amplitude régulière en bande passante. Tandis que Tchebychev présente des ondulations en bande passante sont temps de propagation de groupe est non constant. cela permet de conclure que le filtre de Butterworth est le mieux placée pour être utiliser comme filtre dans le bloc d'identification des courants harmoniques.

V.4. Conclusion

Les résultats de simulation ont confirmé le degré de précision de la méthode de détection harmonique et met en relief son efficacité.

Nous avons utilisé différents filtres à savoir, le filtre passe-bas, le filtre de Tchebychev et le filtre de Butterworth, le comportement des différents filtres est proche et les formes d'ondes obtenues sont pratiquement identiques. Le filtre passe bas demande plus de courant pour stabiliser V_0 et met plus de temps pour atteindre le régime permanent contrairement au filtre de Tchebychev et Butterworth ce dernier a une meilleure stabilité dans la boucle de tension.

Conclusion générale

Conclusion général

Ce travail présente l'étude d'un système de compensation d'harmoniques en utilisant un filtre actif parallèle. L'objectif de ce système est de compenser les perturbations générées par les charges dites non linéaires connectées aux réseaux et d'améliorer les performances du filtrage des courants harmoniques.

Le premier chapitre a été consacré à la problématique des perturbations ou distorsions harmoniques générées par les charges non linéaires connectées aux réseaux électriques ainsi que les normes définies par les organismes internationaux.

L'augmentation régulière du nombre de dispositifs d'électronique de puissance utilisés dans les systèmes électriques ne fait qu'accentuer ces perturbations. En outre les origines et les effets néfastes de ces perturbations ont été abordés. Des normes en vigueur ont été présentées, ces normes, notamment imposées aux distributeurs d'énergie, autorisent cependant la génération d'harmoniques dans certaines limites.

Le second chapitre est plus particulièrement dédié à l'étude et le développement des méthodes utilisées pour la dépollution des réseaux électriques. Nous avons présenté, de manière générale, les solutions traditionnelles et modernes utilisées comme par exemple les dispositifs de filtrage actif, objets de ce mémoire.

Pour déterminer les courants harmoniques de référence, on a utilisé dans le chapitre trois la méthode des puissances réelles et imaginaires instantanées et on a également montré et expliqué d'autres méthodes d'identification des harmoniques.

Le développement du modèle du filtre actif parallèle a été élaboré par deux stratégies de commande, à savoir :

- Ø La commande par hystérésis.
- Ø La commande par hystérésis modulé.

Nous avons choisi la méthode dite "hystérésis modulée" pour poursuivre les courants de référence. Cette méthode permet d'une part, d'imposer une fréquence de commutation fixe et d'autre part, l'erreur de poursuite peut être minimisée si ses paramètres (amplitude du signal triangulaire A_t et largeur de bande d'hystérésis B_h) sont correctement dimensionnés. Nous avons étudié le principe de cette méthode, le dimensionnement des paramètres A_t et B_h .

Cette méthode combine les avantages d'un contrôleur à hystérésis et bénéficie grâce à son signal triangulaire, d'un fonctionnement à fréquence fixe.

En fin, nous avons présenté les performances du FAP mettant en œuvre la méthode des puissances instantanées et le contrôleur de courant par hystérésis modulé. Nous avons examiné

ses performances en remplaçant le filtre passe bas qui se trouve dans le bloc d'identification par un filtre de Butterworth puis par un filtre de Tchebychev tout en gardant le même contrôle avec les mêmes paramètres aux niveaux de la boucle de courant. Sachant que ces deux derniers filtres sont du troisième ordre. Les résultats obtenus ont confirmé l'efficacité de nos méthodes. Tel que le taux de distorsion harmonique total pour le courant de charge qui est passé de 28% à moins de 3% lors de la simulation en régime permanent.

L'impact le plus important que nous avons observé et plutôt sur la boucle de la tension. Qui se stabilise au bout de (10 ms) autour de sa valeur de référence, alors qu'avec le filtre passe bas cela se produit au bout de (2s). Et ainsi nous avons amélioré la rapidité et la stabilité du système en passant du premier ordre vers le troisième. Comme perspective il serait intéressant de changer la régulation de la boucle du courant, en utilisant des régulateurs robustes pour mieux voir l'impact du filtrage sur les courants de lignes.

Bibliographie

[1] S .A. TADJER

« Etude d'un système de compensation d'harmoniques en utilisant un générateur photovoltaïque GPV », Mémoire de Magister, Université de BOUMERDES, 2008.

[2] S. Beaulieu

« Étude et mise au point d'un filtre actif d'harmoniques en vue d'améliorer la qualité de l'alimentation électrique », Mémoire présenté à l'université du Québec à Chicoutimi comme exigence partielle de la maîtrise en ingénierie, Mai 2007.

[3] M. A. Eddin Alali

« Contribution à l'étude des Compensateurs Actifs des réseaux Electriques Basse Tension », Thèse de doctorat de l'université Louis Pasteur-Strasbourg Septembre 2002.

[4] G. Seguir

« Les convertisseurs de l'électronique de puissance », tome1 Lavoisier 1984.

[5] N. Piskounov

« Calcul différentia et intégral ».

[6] Cahiers Techniques Schneider Electrique

N°4 « Détection et filtrage des harmoniques ».

[7] M. M. Abdusalam

« Structures et stratégies de commande des filtres actifs parallèle et hybride avec validations expérimentales », Thèse de doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I.

[8] S. B. Gérard Trochain

« Compensation des courants harmoniques générés par les ordinateurs grâce à un compensateur actif d'harmoniques révolutionnaire ».

fr.scribd.com/doc/79224921/Harmoniques-Compensation

[9] A. Lopez De Heredia Bermeo

« Commandes avancées des systèmes dédiés à l'amélioration de la qualité de l'énergie : de la basse tension à la montée en Tension » Mémoire préparée aux laboratoires d'Electrotechnique de Grenoble Novembre 2006.

[10] S. Rechka

« Étude de méthodes de filtrage des harmoniques dans les réseaux électriques de distribution », Mémoire présenté à l'université du Québec à Trois-Rivières Avril 2002.

[11] H. Sasaki and T. Machida

« A New Method to Eliminate AC Harmonic Currents by Magnetic Compensation- Consideration on Basic Design », IEEE Trans. PAS, vol.90, pp. 2009, no. 5, 1971.

[12] H. Kouara

« Application d'un filtre actif série au contrôle de la tension d'un réseau basse tension ».
Thèse de magister en électrotechnique de Université de Batna 08 février 2006

[13] B. Ketem, N. Mehenni

« Application des onduleurs multi niveaux au filtrage actif des réseaux »,
Mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique de l'USTHB, 2005.

[14] H. Akagi, Y. Tsukamoto, and A. Nabae

« Analysis and design of an active power filter using quad-series voltage source PWM converters », IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 26, No. 1, February 1990.

[15] A. Karim

« Analyse harmonique et évolution de l'impédance harmonique d'un réseau de distribution industriel équilibré », Mémoire présenté à l'U.M.M DETizi-Ouzou en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en électrotechniques 2009/2010.

[16] L. Moràn, P. D. Ziogas, G. Joos

« Three-phase solid-state voltage compensator system », Can. J. Elect. Comp. Eng., vol. 15, no. 1, PP. 27-35, 1990.

[17] R. Tounsi

« Développement d'un contrôle commande pour un compensateur série de creux de tension. Validation par simulation du fonctionnement avec des charges industrielles », Thèse de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 30 Octobre 1999.

[18] L. Benchaita

« Etude, par simulation numérique et expérimentation, d'un filtre actif parallèle à structure courant avec une nouvelle méthode de contrôle-commande », Thèse de l'Institut National Polytechnique de Lorraine, Nancy 30 Octobre 1998.

[19] H.Sasaki, T.Machida

« A new method to eliminate ac harmonic currents by magnetic compensation-consideration on basic design », IEEE Trans. Power Appl. Syst., vol. 90, No. 5, pp. 2009-2019, 1971.

[20] N.Mohan, and al

« Active filters for ac harmonic suppression », IEEE/PES winter meeting, A77 026-8, 1977.

[21] H. Akagi, A. Nabae and S. Atoh

« Control strategy of active power filters using multiple voltage-source PWM converters », IEEE Trans. on Industry applications, vol. IA-22, pp. 460-465, 1986.

[22] H. Akagi

« Control strategy and site selection of a shunt active filter for damping of harmonic propagation in power distribution systems », IEEE Trans. on power delivery, vol. 12, No. 1, pp. 354-363, January 1997.

[23] Mohamed Magraoui

« Validation de techniques de commande d'un filtre actif parallèle », Mémoire présentée à l'école de technologie supérieure Université du Québec 17 septembre 2007.

[24] H: Akagi

« Active Harmonic Filters », Proceedings IEEE, vol. 93, n° 12, p. 2128- 2141,12, 2005.

[25] Miao-Xin Wang

« Filtrage actif de puissance : Etudes et réalisation d'un filtre actif à commande numérique temps réel », Thèse de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 18 Décembre 1992.

[26] H. Djeghloud

« Filtre actif de puissance », Mémoire présentée à l'université de Constantine, 12, 12, 2007.

[27] O. Abdeslam, D. Mercklé, J. Chapuis

« Stratégie neuromimétique d'identification et la commande d'un filtre actif parallèle », Revue des Systèmes, Série revue International de Génie Electrique (RS-RIGE), Vol 9, N° 1, pp 35-64, 2006. <http://www.trop.mips.uha.fr>

[27a]H.akagi

«Generalized Theory of the instantaneous Reactive Power in Three-Phase Circuits». Proceeding International power electronics conference. Tokyo, Japan, PP. 1375-1386,1983.

[28] O Mekarnia

« Modélisation et commande d'un UPFC utilisé en filtrage de courants harmoniques » Mémoire présenté à l'école national polytechnique 2007.

[29] Shahram Karimi

« Continuité de service des convertisseurs triphasés de puissance et prototypage "FPGA in the loop": application au filtre actif parallèle ». Thèse de doctorat à l'Université Henri Poincaré, Nancy-I 2009

[30] L. Rosa, Z. Farida

« Filtrage actif des harmonique de courants généré par un redresseur triphasé », Mémoire présenté à l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou en vue de l'obtention du diplôme Master II en électrotechniques 2010/2011.

[31] ben arab lilia

« Etude d'un filtre actif parallèle », Mémoire présenté à l'U.M.M.Tizi-Ouzou 2011.

[32] M. D. EPAYA

« Application du filtre actif pour une mise en œuvre de méthode de prédiction et de contrôle d'harmonique », Mémoire présenté a l'université du Québec à Trois-Rivières, 9, 2010.