



**Université Ibn Khaldoun de Tiaret**  
**Faculté des Sciences Appliquées**  
**Département de Génie Electrique**



## ***SUPPORT DE COURS***

---

**Qualité de l'énergie électrique (QEE)**

**Master 1**  
**Réseaux Electriques**

---

**Présenté par :**

**D<sup>r</sup> BEDOUI MESSAOUDA**

**Année universitaire : 2022/2023**

## ***Table des matières***

### ***CHAPITRE I: Introduction aux notions de la qualité de l'énergie électrique (QEE)***

I.1. Introduction.....	1
I.2. Notion de charges linéaires et non linéaires.....	1
I.2.1. Charge linéaire .....	1
I.2.2. Charge non linéaire .....	3
I.3. Démystification des harmoniques.....	5
I.4. Conséquence de la pollution harmonique.....	8

### ***CHAPITRE II : Dégradation de la qualité de l'énergie électrique (QEE)***

II.1. Introduction .....	10
II.2. Définition de la qualité de l'énergie électrique (QEE).....	11
II.3. Dégradation de l'onde de tension et de courant.....	12
II.3.1. Qualité de la tension.....	12
II.3.1.1. Amplitude.....	12
II.3.1.2. Fréquence .....	12
II.3.1.3. Forme d'onde .....	13
II.3.1.3. Symétrie .....	13
II.3.2. Qualité du courant.....	13
II.4. Origines de la dégradation de la qualité de l'énergie .....	13
II.4.1. Creux de tension et coupures (Voltage dips and interruptions).....	14
II.4.2. Surtensions temporaires ou transitoires (swell).....	15
II.4.3. Variations rapides de la tension – Flicker.....	16
II.4.4. Déséquilibre de système triphasé de tensions.....	17
II.4.5. Harmoniques et inter-harmoniques.....	19
II.5. Classifications des perturbations électriques.....	21
II.6. Caractéristiques des déformations de l'onde .....	23
II.6.1. Caractérisation du contenu harmonique.....	23
II.7. Effets de la dégradation de la qualité de l'énergie.....	29
II.8. Conclusion.....	30

### ***CHAPITRE III : Normes en vigueur : Normes IEC et IEEE concernant l'émission des harmoniques en basse et moyenne tension***

III.1. Introduction .....	31
---------------------------	----

III.2. Normalisation .....	31
III.3. Qualité de l'énergie(QEE) et la Compatibilité Electromagnétique (CEM) .....	31
III.4. Normes concernant les perturbations harmoniques.....	34
III.5. Conclusion.....	36
<b>CHAPITRE IV: Solution pour l'amélioration de la qualité de l'énergie (QEE)</b>	
IV.1. Introduction .....	37
IV.2. Solutions préventives .....	37
IV.2. Solutions correctives .....	40
IV.2.1.Filtrage passif .....	40
IV.2.1.1. Filtrage résonant (filtre shunt) .....	40
IV.2.1.2. Le filtre amorti (filtre passe haut) .....	40
IV.2. 1.3.Éléments de dimensionnement d'un filtre passif.....	41
IV.2.2. Filtrage actif .....	45
IV.2.2.1.Dimensionnement d'un filtre actif.....	47
IV.3. Solutions pour minimiser les déséquilibres et les coupures.....	49
VI.4. Conclusion .....	49
<b>CHAPITRE V: Filtre actif de puissance (FAP), principe, stratégie de commande et dimensionnement</b>	
V.1. Introduction .....	50
V.2. Principe de filtrage actif parallèle de puissance .....	50
V.3. Structure du filtre actif parallèle.....	51
V.3.1. Etude de la partie puissance.....	52
V.3.2. Etude de l'onduleur de tension .....	54
V.4. Stratégie de commande du filtre actif parallèle.....	57
V.5. Méthode des puissances réelles et imaginaires instantanées.....	59
V.5.1. Généralités sur les puissances instantanées .....	59
V.5.2. Calcul des courants perturbateurs .....	60
V.5.3. Algorithme d'identification.....	61
V.6. Dimensionnement de l'ensemble réseau, filtre actif parallèle et charge polluante .....	62
V.7. Conclusion.....	66

## ***Bibliographies***

# Préface

Ce support est rédigé à l'intention des étudiants (première année master Réseaux électriques) conformément au programme officiel traitant la qualité d'énergie électrique (QEE).

L'objectif de ce polycopié est d'étudier la qualité de l'énergie électrique d'un réseau électrique à travers la dégradation de la tension et/ou du courant, les perturbations sur les réseaux électriques. Il s'agit aussi de comprendre en quoi les charges non linéaires peuvent-elles en être incriminées. Etudier les solutions pour améliorer la qualité de l'énergie électrique en remédiant aux perturbations en évitant qu'elles se produisent lorsque c'est possible ou bien en les atténuant lorsqu'elles sont inévitables.

## *Liste des symboles et abréviations*

<b><i>FP</i></b>	<i>Facteur de puissance</i>
<b><i>PF</i></b>	<i>Power Factor</i>
<b><i>DPF</i></b>	<i>Displacement Power Factor</i>
<b><i>DFP</i></b>	<i>Déplacement du facteur de puissance</i>
<b><i>P</i></b>	<i>Puissance active</i>
<b><i>Q</i></b>	<i>Puissance réactive</i>
<b><i>D</i></b>	<i>Puissance déformante</i>
<b><i>S</i></b>	<i>Puissance apparente</i>
<b><i>n</i></b>	<i>Rang de l'harmonique</i>
<b><i>f<sub>n</sub></i></b>	<i>Fréquence de l'harmonique</i>
<b><i>f<sub>1</sub></i></b>	<i>Fréquence du fondamental</i>
<b><i>D<sub>i</sub></i></b>	<i>Taux de déséquilibre de tension inverse</i>
<b><i>D<sub>o</sub></i></b>	<i>Taux de déséquilibre de tension homopolaire</i>
<b><i>F<sub>c</sub></i></b>	<i>Facteur de crête</i>
<b><i>q</i></b>	<i>Facteur de qualité du filtre passif</i>
<b><i>BP</i></b>	<i>Bande passante du filtre passif</i>
<b><i>C<sub>DC</sub></i></b>	<i>Condensateur de bus continu</i>
<b><i>V<sub>DC</sub></i></b>	<i>Tension de bus continu</i>
<b><i>QEE</i></b>	<i>Qualité de l'énergie électrique</i>
<b><i>CEM</i></b>	<i>Compatibilité Electromagnétique</i>
<b><i>RMS</i></b>	<i>Root Mean Square</i>
<b><i>THD</i></b>	<i>Total Harmonic Distorsion</i>
<b><i>THD<sub>F</sub></i></b>	<i>Taux de distorsion par rapport à la valeur efficace du fondamentale</i>
<b><i>THD<sub>G</sub></i></b>	<i>Taux de distorsion par rapport à la valeur efficace du signal</i>

<b><math>THD_i</math></b>	<i>Taux de distorsion harmonique du courant</i>
<b>ISO</b>	<i>International Standardization Organisation</i>
<b>UTE</b>	<i>Union Technique de l'Electricité</i>
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<b>IEC</b>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<b>CEI</b>	Commission Electrotechnique Internationale
<b>CENELEC</b>	<i>Comité européen de normalisation en électronique et électrotechnique</i>
<b>IAS</b>	<i>Industrial Applications Society</i>
<b>PES</b>	<i>Power Engineering Society</i>
<b>VUF</b>	Voltage Unbalance Factor
<b>FAP</b>	<i>Filtre actif parallèle</i>
<b>FAS</b>	<i>Filtre actif série</i>
<b>UPQC</b>	<i>Unified Power Quality Converter</i>
<b>MLI</b>	<i>Modulations de Largeur d'Impulsion</i>
<b><math>F_d</math></b>	Facteur de déformation

---

---

# **CHAPITRE I: Introduction aux notions de la qualité de l'énergie électrique**

---

---

## **I.1. Introduction**

L'énergie électrique principalement distribuée sous la forme d'un système triphasé sinusoïdal permet de fournir la puissance électrique nécessaire aux équipements et matériels de l'électrotechnique. C'est particulièrement l'aspect sinusoïdal de la tension d'origine qu'il est nécessaire de conserver, afin de lui préserver ses qualités essentielles pour la transmission de la puissance utile aux équipements terminaux.

Lorsque la forme de l'onde de tension n'est plus sinusoïdale, on rencontre alors des perturbations qui génèrent des dysfonctionnements et des échauffements des récepteurs et appareillages raccordés sur un même réseau d'alimentation électrique.

L'utilisation croissante des équipements informatiques et de l'électronique de puissance sur les réseaux électriques contribue à la dégradation de la tension d'alimentation.

En effet, des récepteurs, tels que les moteurs asynchrones et les transformateurs participent à la distorsion de l'onde sinusoïdale de la tension. Mais ce ne sont pas les uniques et principaux responsables. L'électronique de puissance présente aujourd'hui au sein de nombreux matériels d'électrotechnique, ainsi que l'électronique des équipements informatiques, contribuent essentiellement à la prolifération de ces perturbations électriques.

Ces charges dites déformantes, ou encore appelées récepteurs non linéaires comme nous le détaillerons dans la suite du cours, appellent sur le réseau électrique des courants déformés qui en fonction de l'impédance du réseau, ou lorsqu'ils sont importants en amplitude, vont modifier l'allure de la tension sinusoïdale et perturber le fonctionnement des autres équipements branchés au point commun de raccordement.

## **I.2. Notion de charges linéaires et non linéaires**

### **I.2.1. Charge linéaire**

Une charge est dite linéaire si le courant qu'elle observe est sinusoïdal lorsqu'elle est alimentée par une tension sinusoïdale. Ce type de récepteur ne génère pas d'harmoniques. Les charges linéaires couramment utilisées sont constituées de résistances, de capacités de d'inductances.



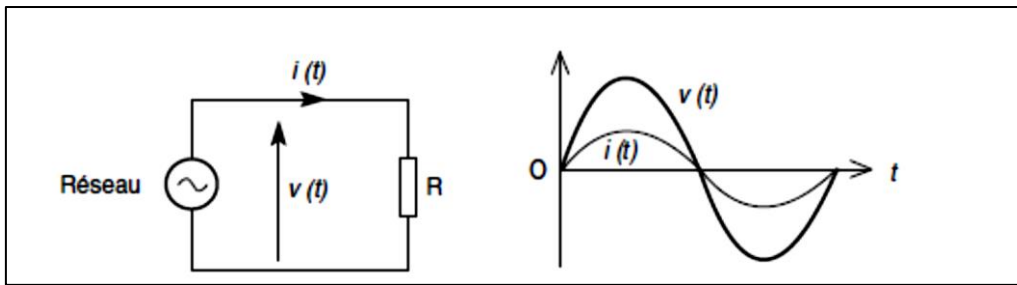


Figure I-1 : Signaux relatifs à une charge linéaire.

La puissance absorbée correspondante à ces deux grandeurs électriques, tension et courant, est le simple produit de ces composantes pour une charge dite linéaire associant de simples éléments purement résistifs.

Un déphasage existe lorsque l'on observe entre deux signaux sur un même circuit, un décalage de l'un par rapport à l'autre dans le temps (figure I.2).

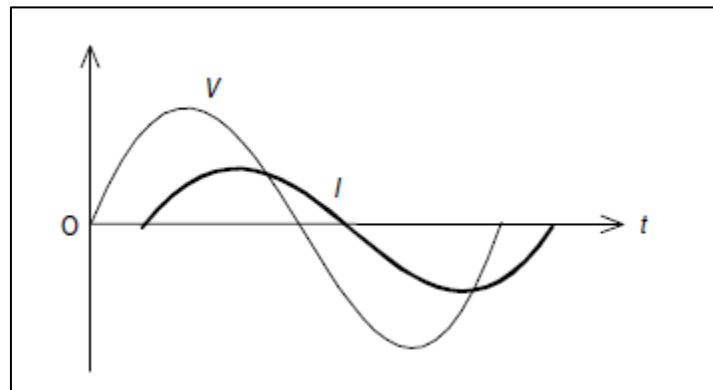


Figure I-2 : Différence de phase entre tension et courant.

La différence de phase constatée fait alors référence au facteur de puissance intervenant dans le calcul de la puissance absorbée du récepteur en plus des composantes : tension et courant.

$$FP = k = \frac{p}{s} = \frac{\text{puissance active}}{\text{puissance apparente}} \quad (\text{I-1})$$

Le facteur de puissance **FP** d'un circuit est le rapport entre la puissance active et la puissance apparente. Celui-ci est toujours inférieur ou égal à un ( $FP \leq 1$ ).

La puissance apparente étant calculée de la façon suivante :

$$s = \sqrt{p^2 + Q^2} \quad (\text{I-2})$$

Ou

**P** : Puissance active et **Q** : Puissance réactive.

On parle de  $\cos\varphi$  pour des signaux purement sinusoïdaux. Par exemple un moteur asynchrone d'une puissance de 3 kW présente un  $\cos\varphi$  d'environ 0,82.

La puissance active consommée par un récepteur linéaire en régime sinusoïdal est donnée par les relations suivantes :

$$\text{En monophasé: } p = U \times I \times \cos\varphi \quad (\text{I-3})$$

$$\text{En triphasé: } p = \sqrt{3}U \times I \times \cos\varphi \quad (\text{I-4})$$

Pour un facteur de puissance pouvant être unitaire (dans le cas de charge purement résistive) ou inférieure à un (dans le cas de charge inductive telle qu'un moteur asynchrone), la notion de charges linéaires est donc :

- valable pour des charges comprenant non seulement des éléments résistifs mais aussi des composants passifs tels que les inductances ou les condensateurs,
- conserve proportionnalité entre tension et courant.

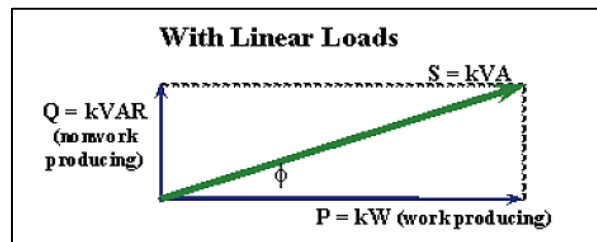


Figure I-3 : Diagramme de puissances avec une charge linéaire.

$$\left\{ \begin{array}{l} FP = \frac{P}{S} = \frac{kW}{kVA} = \cos\varphi \\ S = \sqrt{P^2 + Q^2} \\ kVA = \sqrt{kW^2 + kVAR^2} \end{array} \right. \quad (\text{I-5})$$

### I.2.2. Charge non linéaire

Une charge est dite non linéaire si le courant absorbé n'est pas sinusoïdal lorsqu'elle est alimentée par une tension sinusoïdale. Ce type de récepteur est générateur d'harmoniques. Cette classe de charges englobe les convertisseurs statiques (gradateurs, redresseurs,...), les circuits magnétiques saturés, les lampes à décharge,...etc.

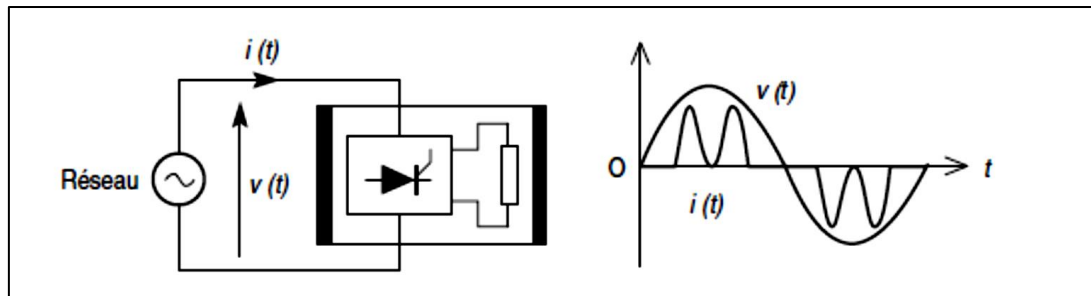


Figure I-4 : Signaux relatifs à une charge non linéaire.

### I.2.2.1 Puissances

- **Puissances active P**

La puissance active **P** consommée par la charge est la moyenne sur une période de la puissance instantanée :

$$P = \frac{1}{T} * \int_0^T v(t) * i(t) dt \quad (I-5)$$

On montre que:

$$p = V_0 I_0 + V_1 I_1 \cos \varphi_1 + V_2 I_2 \cos \varphi_2 + V_3 I_3 \cos \varphi_3 + \dots \quad (I-6)$$

$V_0 I_0$  Contribution des composantes continues

$V_1 I_1 \cos \varphi_1$  Contribution des fondamentales

$V_2 I_2 \cos \varphi_2$  Contribution des harmoniques de rang 2

$V_3 I_3 \cos \varphi_3$  Contribution des harmoniques de rang 3

- **Puissances active Q**

La puissance réactive **Q** consommée par la charge vaut

$$Q = V_1 I_1 \sin \varphi_1 + \sum_{n>2} V_n I_n \sin \varphi_n \quad (I-7)$$

- **Puissances apparente S**

La puissance apparente de la charge est par définition :

$$S = V I \quad (I-8)$$

- **Puissance déformante D**

En présence d'harmoniques,  $S^2 \neq P^2 + Q^2$

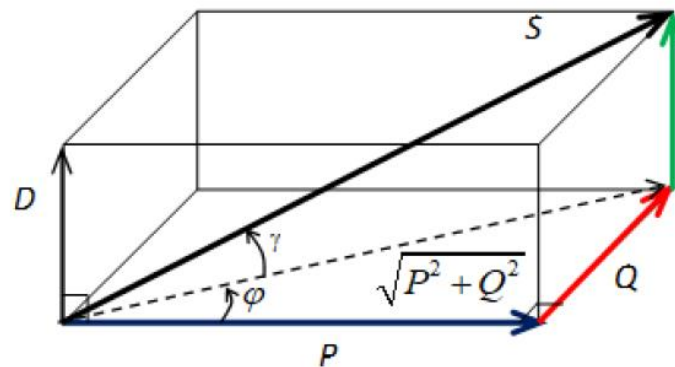
On introduit la notion de puissance déformante D telle que

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad (I-9)$$

- **Facteur de puissance FP**

Par définition, le facteur de puissance vaut :

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (I-10)$$



**Figure I-5 :** Diagramme de puissances avec une charge non linéaire.

Ce qu'il faut retenir :

Dans un milieu purement sinusoïdal :  $FP = \cos \varphi$

Dans un milieu harmonique :  $FP < \cos \varphi$

La notion de  $\cos \varphi$  n'est plus applicable dans le cas de signaux déformés. On parle alors de facteur de puissance **FP** (**PF** pour **Power Factor** dans la littérature anglaise).

La puissance déformante **D** traduit les effets de la distorsion harmonique sur l'installation considérée. La dégradation de la valeur du facteur de puissance est donc augmentée, sur ce type d'installation, comparativement à une installation ne comportant que des charges linéaires. Et ceci en raison de la présence d'harmoniques issus des charges non linéaires.

Afin de lever l'ambiguïté entre le  $\cos \varphi$ , dans le cas de signaux sinusoïdaux, et le facteur de puissance **FP**, dans le cas de signaux déformés, les appareils de mesure de puissance et d'analyse d'énergie utilisent le terme **DPF** (**Displacement Power Factor** pour déplacement du facteur de puissance) pour désigner le  $\cos \varphi$  en régime perturbé. La compensation d'énergie réactive mise en œuvre sur une installation n'étant pas faite sur les harmoniques, c'est le paramètre **DPF** qui est pris en compte dans les calculs.

Ainsi, le **DPF** est égal au facteur de puissance **FP** uniquement pour les signaux non déformés. En d'autres termes, le **DPF** représente le cosinus du déphasage entre les fondamentales de la tension et du courant. Le **DPF** constitue alors la véritable représentation du déphasage entre les signaux  $U$  et  $I$ .

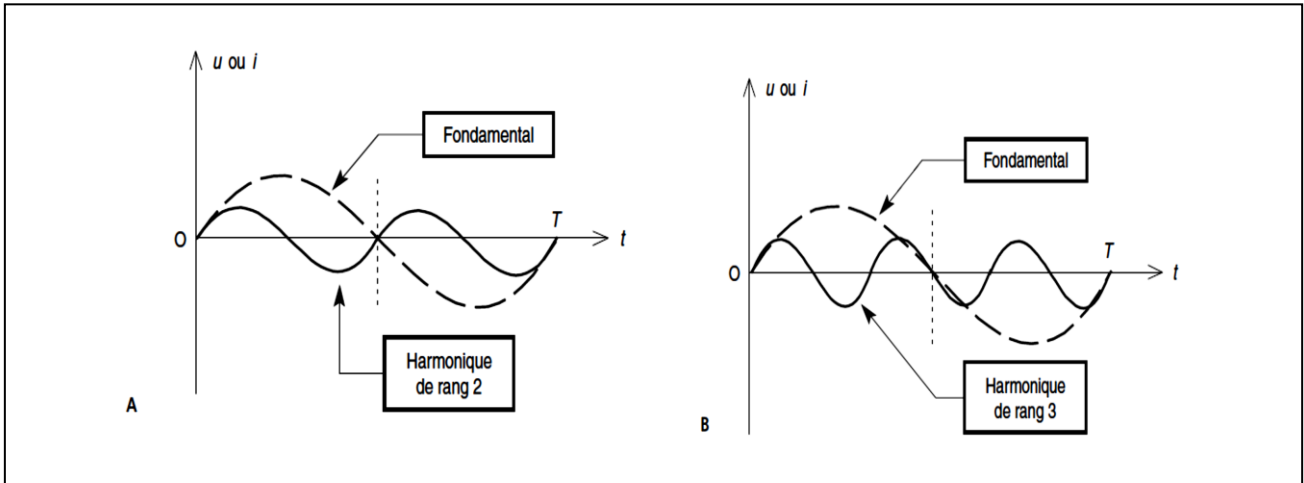
### I.3. Démystification des harmoniques

Les signaux déformés engendrent une variation du signal d'origine qui se trouve alors composé :

- d'un fondamental,
- d'un certain nombre de sinusoïdes de fréquences et d'amplitudes différentes appelées harmoniques.

La somme de ces signaux sinusoïdaux de fréquences et d'amplitudes différentes constitue ainsi le signal déformé.

Les signaux harmoniques sont des multiples de la fréquence fondamentale de 50 Hz de la tension secteur comme montre les Figures (I-6 A et I-6 B).



**Figure I-6 :** A) Signal fondamental et son harmonique de rang 2 et B) Signal fondamental et son harmonique de rang 3.

L'harmonique de rang 2 a une fréquence de  $50\text{Hz} \times 2 = 100\text{Hz}$

L'harmonique de rang 3 a une fréquence de  $50\text{Hz} \times 3 = 150\text{Hz}$

On définit le rang harmonique comme le rapport entre la fréquence de l'harmonique considéré et la fréquence fondamentale :

$$\mathbf{rang} = \frac{f_{\text{Harmo}}}{f_{\text{Fon}}} \quad (\text{I-11})$$

Dans la somme harmonique évoquée précédemment, et qui correspond au courant déformé appelé par le récepteur (voir exemple figure 1-7), on trouve :

- une sinusoïde fondamentale à 50 Hz (sur le réseau),
- des composantes sinusoïdales possédant une fréquence multiple de la composante fondamentale, appelées harmoniques.

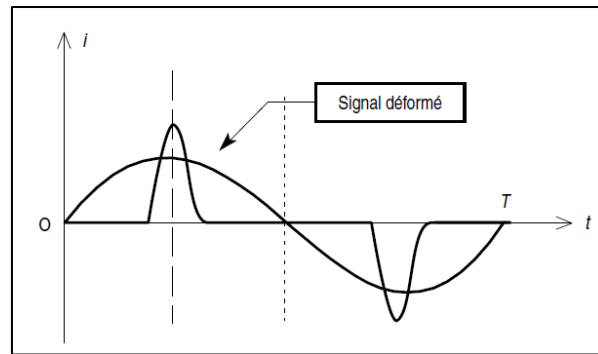


Figure I-7 : Allure du courant consommé par un ordinateur.

### Remarque

On distingue les harmoniques de rangs pairs : 2, 4, 6, 8, etc. et les harmoniques de rangs impairs : 3, 5, 7, 9, etc. Les harmoniques de rangs impairs sont les plus courants dans les réseaux électriques industriels. En effet, les harmoniques de rangs pairs s'annulent en raison de la symétrie du signal.

Ainsi, dans la majorité des cas, il n'est donc question que d'harmoniques de rangs impairs.

Ainsi, une onde périodique de forme quelconque peut se décomposer en une somme d'ondes sinusoïdales élémentaires de fréquences multiples de la fréquence fondamentale comme montre la figure I-8.

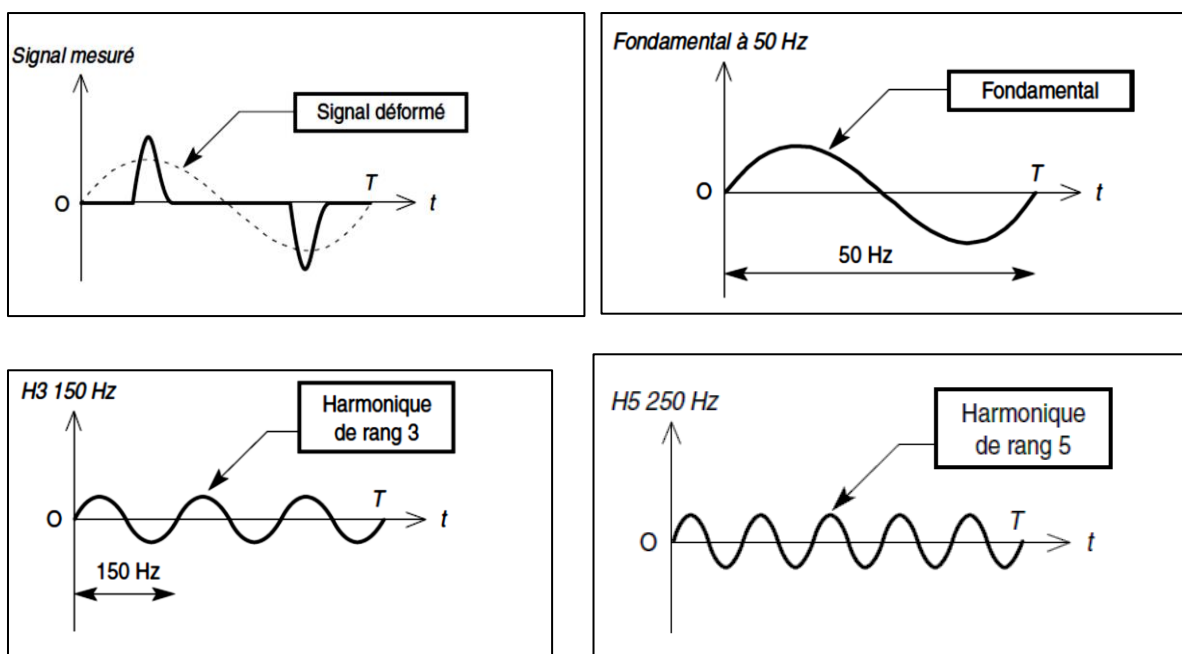
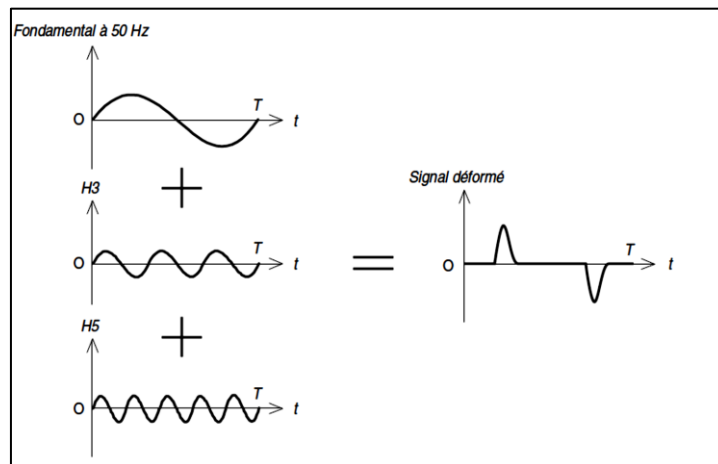


Figure I-8 : Décomposition harmonique d'un signal déformé.

En pratique, on ne s'intéressera qu'aux harmoniques significatifs jusqu'au rang 13 dans la majorité des cas. Les appareils de mesure peuvent aller au-delà : les références de pinces harmoniques ou d'analyseurs de réseau.



**Figure I-9** : Un signal déformé : somme de sinusoïdes de fréquences et d'amplitudes multiples.

#### I.4. Conséquence de la pollution harmonique

Les courants harmoniques, lorsqu'ils traversent l'impédance interne des générateurs, donnent naissance (loi d'Ohm) à des tensions harmoniques qui viennent s'ajouter, ou se déduire, des tensions fondamentales générées par le réseau d'alimentation du distributeur d'énergie électrique. De ce fait, la tension qui en résulte n'est plus sinusoïdale et elle a donc un impact sur tous les autres récepteurs du réseau, avec pour conséquences les manifestations suivantes :

- augmentation des pertes par effet Joule et effet de peau ainsi que les pertes supplémentaires pour les fréquences élevées, [effet instantané]
- augmentation de la facturation de l'énergie électrique,
- dégradation du facteur de puissance de l'installation,
- vieillissement prématuré des équipements électriques (exemple : câble de neutre), [effet à long terme]
- dysfonctionnements fréquents
- destruction de certains matériels (condensateurs par exemple).

Cette pollution, nocif (préjudiciable) pour le bon fonctionnement de tous les récepteurs raccordés sur ce réseau de distribution électrique ont conduit les producteurs et distributeurs

d'énergie électrique à prendre en compte sérieusement ces contraintes en vue de trouver des réponses pour une meilleure qualité de réseau électrique et de lutter (combattre) contre :

- ❖ **les effets instantanés** qui concernent les pertes par effet Joule, les déclenchements intempestifs de disjoncteurs (exemple : magnéto thermique) et de relais, ou encore la perturbation des dispositifs de régulation et des équipements informatiques ;
- ❖ **les effets à long terme** qui génèrent des échauffements dans les condensateurs et les conducteurs, provoquent un vieillissement prématuré du matériel ou encore des échauffements dus aux pertes supplémentaires dans les machines et les transformateurs.



---

---

# **CHAPITRE II: Dégradation de la qualité de l'énergie (QEE)**

---

---

## II.1. Introduction

Les problèmes de la qualité de l'énergie sont liés à un grand nombre de phénomènes. Environ les deux tiers d'entre eux sont de source naturelle, telle la foudre. D'autres causes de la dégradation de la qualité de l'énergie proviennent des manœuvres avec des appareils à grandes puissances (par ex. l'enclenchement des condensateurs) dans l'industrie ou dans le réseau lui-même, où des défauts peuvent provoquer des chutes de tension au niveau des consommateurs.

La qualité de l'électricité est devenue un sujet stratégique pour les compagnies d'électricité, les personnels d'exploitation, de maintenance ou de gestion de sites tertiaires ou industriels, et les constructeurs d'équipements, essentiellement pour les raisons suivantes:

- la nécessité économique d'accroître la compétitivité pour les entreprises,
- la généralisation d'équipements sensibles aux perturbations de la tension et/ou eux-mêmes générateurs de perturbations,
- L'ouverture du marché de l'électricité. La nécessité économique d'accroître la compétitivité pour les entreprises
- La réduction des coûts liés à la perte de continuité de service et à la non-qualité Le coût des perturbations (coupures, creux de tension, harmoniques, surtensions atmosphériques...) est élevé. Ces coûts doivent prendre en compte le manque à produire, les pertes de matières premières, la remise en état de l'outil de production, la non qualité de la production, les retards de livraison. Le dysfonctionnement ou l'arrêt de récepteurs prioritaires tels que les ordinateurs, l'éclairage et systèmes de sécurité peuvent mettre en cause la sécurité des personnes (hôpitaux, balisage des aéroports, locaux recevant du public, immeubles de grande hauteur...). Ceci passe aussi par la détection par anticipation des problèmes par une maintenance préventive, ciblée et optimisée. On constate de plus un transfert de responsabilité de l'industriel utilisateur vers le constructeur d'appareillage pour assurer la maintenance des sites ; le constructeur devient fournisseur du produit électricité.
- La réduction des coûts liés au surdimensionnement des installations et aux factures énergétiques

D'autres conséquences plus insidieuses de la dégradation de la QEE sont :

- la réduction du rendement énergétique de l'installation, ce qui alourdit la facture énergétique,

- la surcharge de l'installation, d'où son vieillissement prématuré avec le risque accru de panne qui conduit à un surdimensionnement des équipements de distribution

## II.2. Définition de la qualité de l'énergie électrique (QEE)

La qualité de l'énergie est définie dans de nombreuses sources, qui donnent des significations différentes à différentes personnes, et parfois des déclarations contradictoires sur la qualité de l'énergie en raison d'une grande confusion sur la signification du terme qualité de l'énergie. Par conséquent, sa définition n'a pas été universellement acceptée. Il est synonyme de fiabilité d'approvisionnement, de qualité de service, de qualité de tension, de qualité d'alimentation et de qualité de consommation. Les définitions données par l'**IEEE** (Institute of Electrical and Electronics Engineers) et l'**IEC** (International Electrotechnical Commission) sont fournies ici.

La définition de la qualité de l'énergie donnée dans le dictionnaire **IEEE** indique que "la qualité de l'énergie est le concept d'alimentation et de mise à la terre d'un équipement sensible d'une manière adaptée au fonctionnement de cet équipement".

La définition **CEI** de la qualité de l'énergie, donnée dans la norme **CEI 61000-4-30**, précise : "Caractéristiques de l'électricité en un point donné sur un système électrique, évaluées par rapport à un ensemble de paramètres techniques de référence".

La compatibilité électromagnétique est un terme lié à la qualité de l'énergie utilisé dans la norme **CEI 61000-1-1**, qui stipule que "la compatibilité électromagnétique est la capacité d'un équipement ou d'un système à fonctionner de manière satisfaisante dans son environnement électromagnétique sans introduire de perturbations électromagnétiques intolérables dans cet environnement".

Récemment, la qualité de l'énergie est appelée «la capacité des services publics d'électricité à fournir la qualité de l'alimentation est considérée comme une combinaison de la qualité du courant et de la tension selon de nombreuses publications littérature. La qualité de la tension concerne l'écart entre la tension réelle et la tension idéale et une définition équivalente existe pour la qualité du courant. Tout écart de tension ou de courant par rapport à la valeur idéale est une perturbation de la qualité de l'énergie. Cependant, dans le système électrique, il est difficile de faire la distinction entre les perturbations de tension et du courant car un événement entraîne des perturbations différentes pour différents clients. Par conséquent, en général, la qualité de l'énergie est liée aux perturbations de la tension, du courant, de la fréquence et du facteur de puissance.

## II.3. Dégradation de l'onde de tension et de courant

La qualité de l'énergie électrique est considérée comme une combinaison de la qualité de la tension et de la qualité du courant.

### II.3.1. Qualité de la tension

Dans la pratique, l'énergie électrique distribuée se présente sous la forme d'un ensemble de tensions constituant un système alternatif triphasé, qui possède quatre caractéristiques principales : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie.

#### II.3.1.1. Amplitude

L'amplitude de la tension est un facteur crucial pour la qualité de l'électricité. Elle constitue en général le premier engagement contractuel du distributeur d'énergie. Habituellement, l'amplitude de la tension doit être maintenue dans un intervalle de  $\pm 10\%$  autour de la valeur nominale.

Dans le cas idéal, les trois tensions ont la même amplitude, qui est une constante. Cependant, plusieurs phénomènes perturbateurs peuvent affecter l'amplitude des tensions. En fonction de la variation de l'amplitude on distingue deux grandes familles de perturbations :

- ❖ Les creux de tension (voltage dips), coupures (interruptions) et surtensions (swell). Ces perturbations se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude. Elles ont pour principale origine des courts-circuits, et peuvent avoir des conséquences importantes pour les équipements électriques.
- ❖ Les variations de tension. Ces perturbations se caractérisent par des variations de l'amplitude de la tension inférieure à 10% de sa valeur nominale. Elles sont généralement dues à des charges fluctuantes ou des modifications de la configuration du réseau.

#### II.3.1.2. Fréquence

Dans le cas idéal, les trois tensions sont alternatives et sinusoïdales d'une fréquence constante de 50 ou 60 Hz selon le pays. Des variations de fréquence peuvent être provoquées par des pertes importantes de production, de l'îlotage d'un groupe sur ses auxiliaires ou son passage en réseau séparé, ou d'un défaut dont la chute de tension résultante entraîne une réduction de la charge.

Cependant, ces variations sont en général très faibles (moins de 1%) et ne nuisent pas au bon fonctionnement des équipements électriques ou électroniques. Pour les pays européens dont

les réseaux sont interconnectés, la norme EN 50160 précise que la fréquence fondamentale mesurée sur 10s doit se trouver dans l'intervalle  $50\text{HZ} \pm 1\%$  pendant 99,5% de l'année, et  $-6\% \div 4\%$  durant 100% du temps. Il faut également remarquer que les variations de fréquence peuvent être bien plus importantes pour les réseaux autonomes.

### **II.3.1.3. Forme d'onde**

La forme d'onde des trois tensions formant un système triphasé doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut en général être considérée comme une onde fondamentale à 50Hz associée à des ondes de fréquences supérieures ou inférieures à 50 Hz appelées également harmoniques. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non-périodiques, alors dénommés bruits.

### **II.3.1.3. Symétrie**

La symétrie d'un système triphasé se caractérise par l'égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs. La dissymétrie de tels systèmes est communément appelé déséquilibre.

## **II.3.2. Qualité du courant**

La qualité du courant est relative à une dérive des courants de leur forme idéale, et se caractérise de la même manière que pour les tensions par quatre paramètres : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie. Dans le cas idéal, les trois courants sont d'amplitude et de fréquence constantes, déphasés de  $2\pi / 3$  radians entre eux, et de forme purement sinusoïdale.

Le terme « qualité du courant » est rarement utilisé, car la qualité du courant est étroitement liée à la qualité de la tension et la nature des charges. Pour cette raison, « la qualité de l'énergie électrique » est souvent réduite à « la qualité de la tension ».

## **II.4. Origines de la dégradation de la qualité de l'énergie**

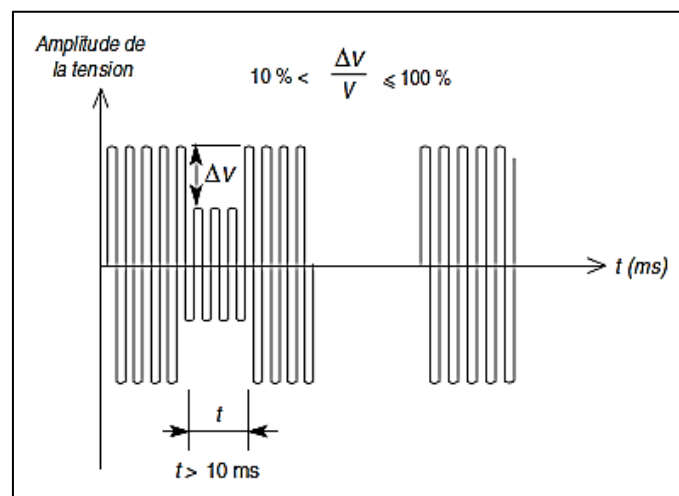
Les problèmes liés à la qualité de l'énergie électrique impliquent l'ensemble des partenaires du distributeur d'énergie à l'utilisateur. Ils concernent les imperfections de la tension électrique ayant pour origine les perturbations électriques. La qualité de l'énergie électrique se mesure donc sur les réseaux et passe par l'observation des perturbations pouvant affecter ces réseaux électriques grâce à un panel d'équipement de mesure, Les phénomènes observés, et pouvant affecter le bon fonctionnement des réseaux électriques, sont nombreux : creux de tension et coupures, surtensions temporaires ou transitoires, fluctuations lentes de la tension

(flicker), variations de la fréquence, déséquilibres du système triphasé, harmoniques et inter-harmoniques, tensions continues dans les réseaux alternatifs.

### II.4.1. Creux de tension et coupures (Voltage dips and interruptions)

- **Définition**

Un creux de tension est une chute brutale de l'amplitude de la tension en dessous du seuil inférieur de la plage nominale comme l'illustre la figure 4.1. La coupure brève est un cas particulier du creux de tension. Une coupure est dite brève si elle n'excède pas trois minutes, sa profondeur est supérieure à 90 %. Au-delà de trois minutes, la coupure est dite longue.



*Figure II-1: Creux de tension.*

- **Durée**

Pour les creux de tension : 10 ms ÷ 1 mn

- **Amplitude**

0.1 ÷ 0.9 pu

- **Origines (Causes)**

Ils sont provoqués par l'apparition de défauts sur le réseau électrique et le démarrage des machines de forte puissance, saturation des transformateurs.

➤ Variations de puissances des charges connectées

-Moteurs à régime variable, fours à arcs

➤ Mise sous et hors tension de charges

-Délestage automatique de charges, charges nomades (véhicules électriques)

- **Conséquences (Effets)**

Arrêt des équipements, pertes de production, dysfonctionnement gênant (coupure).

- Variations basses fréquences (< 0,5 %) : accélération du vieillissement des équipements
- Fluctuations (0,5 % < fréquence < 20 Hz) : flickers (impressions subjectives de fluctuations de la luminosité).

## II.4.2. Surtensions temporaires ou transitoires (swell)

### • Définition

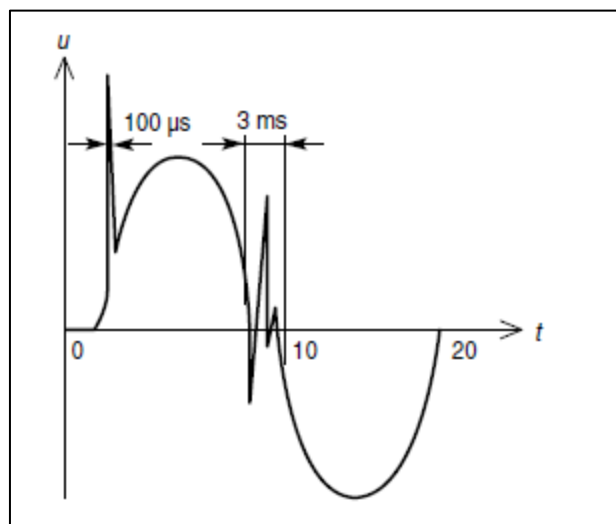
Les surtensions de durée inférieure à 10 ms sont appelées surtensions transitoires.

La norme **EN 50160** fixe les niveaux de surtensions selon le schéma de liaison à la terre de l'installation :

- Réseaux à neutre à la terre (raccordé directement ou avec une impédance) : la surtension ne devra pas dépasser  $1,7 U_n$  ;
- Réseaux à neutre isolé ou résonant : la surtension ne devra pas dépasser  $2 U_n$ .

Les surtensions sont de trois natures :

- ❖ **Surtensions à la fréquence industrielle (50 Hz)** : les surtensions à la fréquence industrielle prennent naissance suite à un défaut d'isolement entre phase et terre.
- ❖ **Surtensions de manœuvre** : les surtensions de manœuvre découlent d'une modification de la structure du réseau : mise en service de gradins de condensateur, d'une ligne à vide.
- ❖ **Surtensions atmosphériques** : les surtensions atmosphériques sont provoquées par la foudre soit directement, soit indirectement par augmentation du potentiel de la terre.



*Figure II-2: Surtension.*

- **Amplitude**

1.1 ÷ 1.8 pu

- **Origines (Causes)**

Courts circuits, débranchement des charges importantes

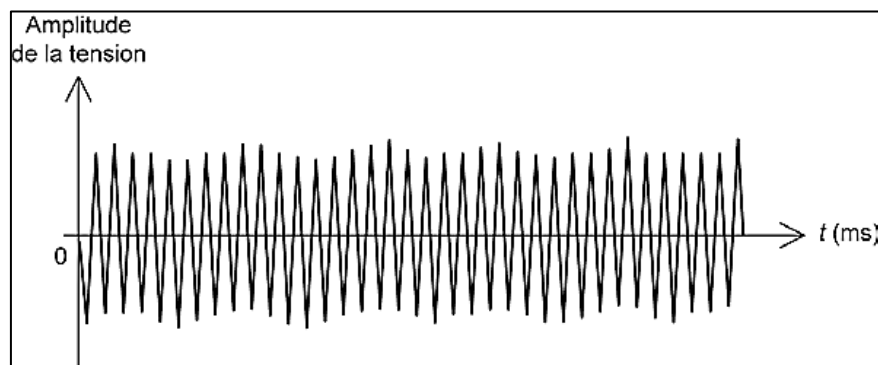
- **Conséquences (Effets)**

Déclenchement, danger pour les personnes et pour les matériels (basculement de cc), claquage des isolants.

### II.4.3. Variations rapides de la tension – Flicker

- **Définition**

Les variations d'intensité lumineuse de l'éclairage à incandescence provoquent un papillonnement qui est ressenti comme une gêne par le système visuel humain dès que la tension varie de 1 %. Cette gêne se concrétise par des maux de tête, une irritabilité et peut même parfois déclencher des crises d'épilepsie. Ce papillonnement est mesuré par la valeur du Flicker. Le Flicker résulte d'un calcul statistique issu de la mesure des variations de tension, défini dans la norme **IEC 61000-4-15**.



*Figure II-3: Variation rapide de tension.*

- **Origines (Causes)**

La propagation sur les lignes du réseau d'appels de courants importants à la mise en service ou hors service d'appareils dont la puissance absorbée varie de façon rapide : fours à arcs, machine à souder, moteurs à démarrages fréquents, imprimantes laser, micro-ondes, système d'air conditionné, éoliennes etc.

- **Conséquences (Effets)**

➤ Papillotements de l'éclairage (gêne visuelle).

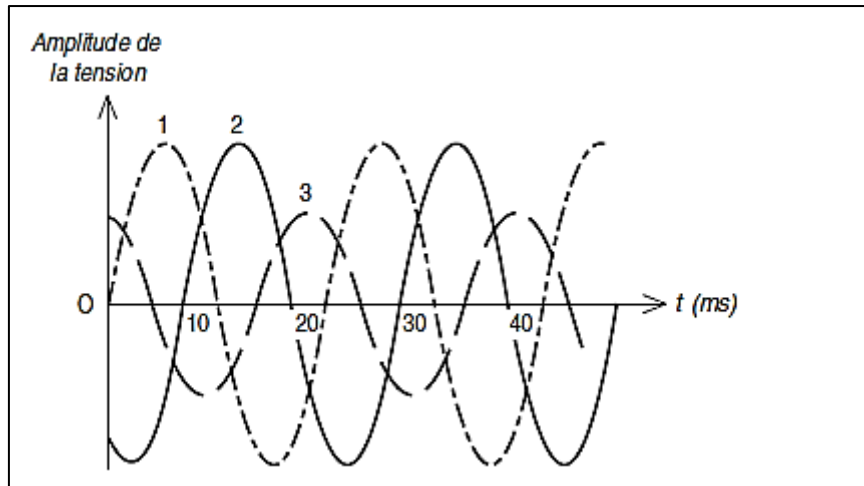


- Pas de danger pour le matériel.

#### II.4.4. Déséquilibre de système triphasé de tensions

- **Définition**

Le déséquilibre de récepteurs électriques (triphases ou monophasés) alimentés par un réseau triphasé s'observe lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou lorsqu'elles sont déphasées de 120° les unes par rapport aux autres.



*Figure II-4: Déséquilibre de systèmes triphasés.*

Ces déséquilibres sont essentiellement dus à la circulation de courant non équilibré par les impédances de réseau et ont pour conséquence des couples de freinage parasites et des échauffements qui conduisent à une dégradation prématurée des équipements tels que des moteurs ou toute autre machine asynchrone.

La norme **EN 50160** fixe le taux de déséquilibre inverse admissible à 2 % sur les valeurs efficaces calculées sur dix minutes pour 95 % du temps d'une semaine. Il est généralement convenu qu'un déséquilibre inférieur à 2 % ne suscite aucun problème.

La quantification du phénomène fait appel à une méthode dite des composantes symétriques directes, inverse ou homopolaires.

- **Rappel sur les composantes symétriques (théorème de Fortescue)**

$$\begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} = X_d \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} + X_i \begin{bmatrix} 1 \\ a \\ a^2 \end{bmatrix} + X_0 \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (\text{II-1})$$

Système direct
Système inverse
Système homopolaire

Avec

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (\text{II-2})$$

- **Transformation de Fortescue**

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_o + \bar{V}_d + \bar{V}_i \\ \bar{V}_2 &= \bar{V}_o + a^2\bar{V}_d + a\bar{V}_i \\ \bar{V}_3 &= \bar{V}_o + a\bar{V}_d + a^2\bar{V}_i \end{aligned} \quad (\text{II-3})$$

- **Transformation inverse**

$$\begin{aligned} \bar{V}_o &= \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3) \\ \bar{V}_d &= \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a\bar{V}_2 + a^2\bar{V}_3) \\ \bar{V}_i &= \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a^2\bar{V}_2 + a\bar{V}_3) \end{aligned} \quad (\text{II-4})$$

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_o \\ \bar{V}_d \\ \bar{V}_i \end{bmatrix} \quad (\text{II-5})$$

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_o \\ \bar{V}_d \\ \bar{V}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II-6})$$

Tout système triphasé peut s'écrire sous la forme d'une combinaison linéaire de trois systèmes triphasés :

- Système triphasé équilibre direct : composante directe ( $X_d$ )
- Système triphasé équilibre inverse : composante inverse ( $X_i$ )
- Système triphasé équilibre homopolaire : composante homopolaire ( $X_o$ )

- **Taux de déséquilibre**

La définition **CEI** du déséquilibre de tension est le pourcentage du facteur de déséquilibre de tension (**VUF**), qui est le rapport de la composante de tension de séquence négative (composante inverse) à la composante de tension de séquence positive (composante directe). Cette définition est utilisée pour le calcul du déséquilibre de tension. Le calcul de **VUF** est donné par les équations (II-7) et (II-8).

$$D_i = \frac{X_i}{X_d} \quad (\text{II-7})$$

$$D_o = \frac{X_o}{X_d} \quad (\text{II-8})$$

- **Déséquilibre de tension selon EN 50160**

Dans des conditions normales de fonctionnement, pendant chaque période d'une semaine, 95 % de la valeur efficace moyenne de 10 min. les valeurs de la composante inverse de séquence de phases (fondamentale) de la tension d'alimentation doivent être comprises entre 0 % et 2 % de la composante positive de séquence de phases (fondamentale). En outre, dans la norme, il est noté que dans certaines zones avec des installations d'utilisateurs du réseau partiellement monophasées ou biphasées, des déséquilibres jusqu'à environ 3 % aux bornes d'alimentation triphasée peuvent se produire et que dans la présente Norme européenne, seules les valeurs pour le composante de séquence négative sont données car cette

composante est la plus pertinente pour l'éventuelle interférence des appareils connectés au système.

La plupart des normes fixent le taux de déséquilibre inverse  $D_i$  admissible à :

- ❖ 2 % sur les valeurs efficaces calculées sur 10 minutes pour 95% du temps d'une semaine.
- ❖ 3 % pour 100% du temps d'une semaine.

- **Origines (Causes)**

Les charges asymétriques ou monophasées.

- **Conséquences (Effets)**

Echauffements des machines tournantes et vibrations.

## II.4.5. Harmoniques et inter-harmoniques

- **Définition**

Les harmoniques sont des perturbations introduites dans le réseau par des charges non linéaires provenant d'équipements intégrant des redresseurs et des électroniques de découpage.

Ces configurations de réseau et la concentration de tels équipements pollueurs déforment les courants et créent des variations de tension sur le réseau de distribution, Les harmoniques consistent donc en une superposition sur l'onde fondamentale de 50 Hz, d'ondes également sinusoïdales mais de fréquences multiples de la fréquence fondamentale.

Entre les harmoniques de courant et de tension réseau, on peut observer d'autres fréquences (inter harmoniques), qui ne sont pas des multiples entiers de fondamental, Elles peuvent apparaître soit sous la forme de fréquences discrètes, soit sous la forme d'un spectre continu à large bande.

Sur le réseau basse tension ces perturbations sont rapidement amorties et ne se propagent donc qu'aux appareils proches.

Les sources principales sont les convertisseurs de fréquence statique (redresseur-onduleur : avec un fréquence différente du réseau), les cyclo convertisseurs (convertisseur de forte puissance : plusieurs MW) ,les cascade hypo synchrone (permettre le réglage de la vitesse de rotation d'une machine asynchrone à rotor bobiné elles remplace les résistances classiques raccordées au rotor du moteur),les moteurs asynchrones, les machines à souder (sur le réseau basse tension),les fours à arc (sur les réseaux moyenne et haute tension).

L'effet des inter-harmoniques est de perturber les récepteurs de télécommande peuvent également engendrer un phénomène de Flicker.

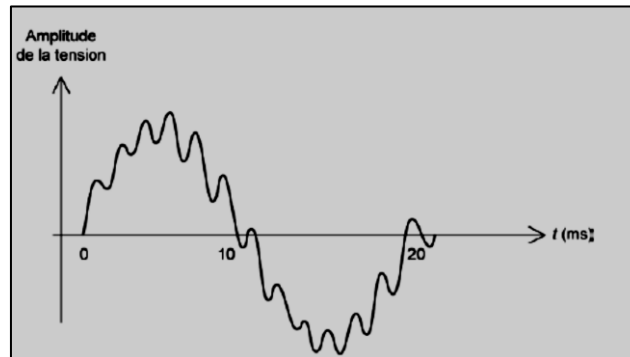


Figure II-5: Effets d'une pollution harmonique.

### • Origines des Harmoniques

- Charges consommant un courant non sinusoïdal (électronique de puissance)
- Charges non linéaires (saturation magnétique, électronique de puissance)

### • Propagation des harmoniques

Seuls les harmoniques en courant sont considérés (pour éviter les démarches itératives : courant déforme  $\Rightarrow$  tension déformée  $\Rightarrow$  courant déforme ...)

Deux types d'obstacle sont rencontrés sur le réseau:

- Des bifurcations (avec des impédances différentes pour chaque rang harmonique).
- Des impédances asymétriques (impédance homopolaire modifiant le parcours des harmoniques multiples de 3).

#### • Effets des harmoniques

- Effets quasi instantanés sur certains appareillages (EP, calculateurs, automates, ...).
- Effets à plus long terme sur les charges (échauffements supplémentaires, diminution de la durée de vie).
- Instabilités potentielles de réseau DC.

### • Origine de l'inter harmonique

- Fréquences de commutation différentes de convertisseurs connectés sur le même bus d'alimentation
- Harmoniques de rang  $(f_2 - f_1)$

**• Effets de l'inter harmonique**

- Identiques aux harmoniques.
- Risque d'instabilités dynamiques par dépistage difficile.

**II.5. Classifications des perturbations électriques**

En se basant sur les quatre paramètres caractérisant la tension ; on distingue quatre familles de perturbations électriques :

- Les variations de l'amplitude (creux, coupures et Flicker).
- Les fluctuations de la fréquence autour de la fréquence fondamentale.
- Les modifications de la forme d'onde (harmoniques, inter-harmoniques et bruit).
- La dissymétrie du système triphasé (déséquilibre).

Un autre type de classification de perturbation électrique peut également être élaboré en se basant sur leur durée :

- Les perturbations transitoires (origines : manœuvres d'ouverture et de fermeture sur le réseau de transport et le réseau de distribution ; phénomène naturel : foudre).
- Les perturbations de courte durée (creux de tension, coupure et surtension à cause des courts circuits).
- Les perturbations permanentes (harmonique et déséquilibre).

On peut également remarquer que les origines des perturbations électriques peuvent être classées en deux grandes catégories :

- Les défauts au sein des réseaux électriques.
- La présence de charges non linéaire.

En fin, les effets des perturbations électriques peuvent eux aussi être divisés en deux grandes familles :

- Les effets à court terme (déclenchement des appareils, dégâts matériels,...).
- Les effets à long terme (pertes supplémentaires, échauffements, vieillissements,...).

Le tableau (II-1) récapitule les principales perturbations, leurs origines ainsi que leurs conséquences. L'amplitude de la tension est également indiquée en pu (per unit) pour les tensions importantes au niveau de l'amplitude et en % pour les variations faibles d'amplitudes.

Tableau (II-1) : Vue de l'ensemble des principales perturbations électriques.

<i>Durée</i>	<i>Type de perturbation</i>	<i>Amplitude</i>	<i>Origines</i>	<i>Conséquences</i>
<b>&lt;10ms</b>	<i>Transitoires (impulsion et oscillation)</i>		<i>Déclenchement des appareils, enclenchement des condensateurs, commutation</i>	<i>Dysfonctionnements gênants</i>
<b>10ms-1min</b>	<i>Creux de tension</i>	<i>0.1-0.9 pu</i>	<i>Courts-circuits, démarrage de gros moteurs, saturation des transformateurs</i>	<i>Arrêts d'équipements, pertes de production</i>
	<i>Coupures brèves</i>	<i>&lt;0.1 pu</i>	<i>Courts-circuits</i>	<i>Arrêts d'équipements, pertes de production</i>
	<i>Surtensions</i>	<i>1.1-1.8 pu</i>	<i>Courts-circuits, déclenchement des charges importantes</i>	<i>Déclenchements, dangers pour les personnes et pour les matériels</i>
<b>Régime établi</b>	<i>Déséquilibre</i>		<i>Charges asymétriques ou monophasées</i>	<i>Echauffements des machines tournantes, vibrations</i>
	<i>Variation rapides de tension (Flicker)</i>	<i>0.1-7 %</i>	<i>Charges fluctuantes (fours à arc, moteur à démarrage fréquent, soudeuses, éoliennes)</i>	<i>Papillotements de l'éclairage</i>
	<i>Harmoniques</i>	<i>0-20 %</i>	<i>Charges non linéaires (structure de l'électronique de puissance, arcs électriques)</i>	<i>Echauffements, vieillissements, pertes supplémentaires, troubles fonctionnels</i>
	<i>Inter harmoniques</i>	<i>0-2 %</i>	<i>Charges non linéaires et fluctuantes (fours à arc, soudeuses, éoliennes)</i>	<i>Papillotements de l'éclairage</i>
	<i>Bruit</i>	<i>0-1 %</i>	<i>fours à arc, Charges non linéaires</i>	<i>Echauffements, pertes, vieillissements</i>

	Variation de la fréquence		Déséquilibre entre production et la consommation	Dysfonctionnements des équipements électriques
--	---------------------------	--	--	--

## II.6. Caractéristiques des déformations de l'onde : ce qu'il faut mesurer ?

### II.6.1. Caractérisation du contenu harmonique

- **Rappel sur la décomposition fréquentielle d'un signal périodique non sinusoïdal**

La notion d'harmonique, issue du développement mathématique en série de Fourier, permet de définir quantitativement et avec précision, la déformation du signal mesuré.

L'onde périodique est décomposée en une somme d'ondes sinusoïdales de fréquences différentes et associée à une sinusoïde à fréquence industrielle (50 Hz) appelée fondamentale.

La fréquence de chacune d'entre elles est un multiple entier de la fréquence fondamentale du signal.

D'autre part, le rang de l'harmonique est le rapport de sa fréquence à celle du fondamental à 50 Hz :

$$n = \frac{f_n}{f_1} \quad (\text{II-9})$$

Avec

$f_n$  : Fréquence de l'harmonique

$f_1$  : Fréquence du fondamental.

On parle ainsi de rang 3, 5, 7, etc. Le signal peut donc être mis sous la forme :

$$x(t) = A_0 + \sum_{n=1}^{n=\infty} (A_n \sin(n\omega t) + B_n \cos(n\omega t)) \quad (\text{II-10})$$

Ou

$$\begin{cases} A_0 = \frac{1}{T} \int_T x(t) dt \\ A_n = \frac{2}{T} \int_T x(t) \cos(n\omega t) dt \\ B_n = \frac{2}{T} \int_T x(t) \sin(n\omega t) dt \end{cases} \quad (\text{II-11})$$

avec :

$A_0$  : Amplitude de la composante continue (celle-ci est bien souvent nulle en distribution électrique).

$A_n$  et  $B_n$  : Amplitudes de l'harmonique de rang  $n$ .

Les harmoniques au-delà du rang 25 sont généralement négligeables.

Un autre moyen de traduire la notion d'harmoniques, sous forme d'histogramme, permet de donner une représentation de l'importance des harmoniques par rapport au fondamental en fonction du rang, on parle alors de spectre du signal étudié.

Dans un signal non sinusoïdal, on effectue l'analyse spectrale du signal observé en décomposant celui-ci en ses différentes composantes harmoniques.

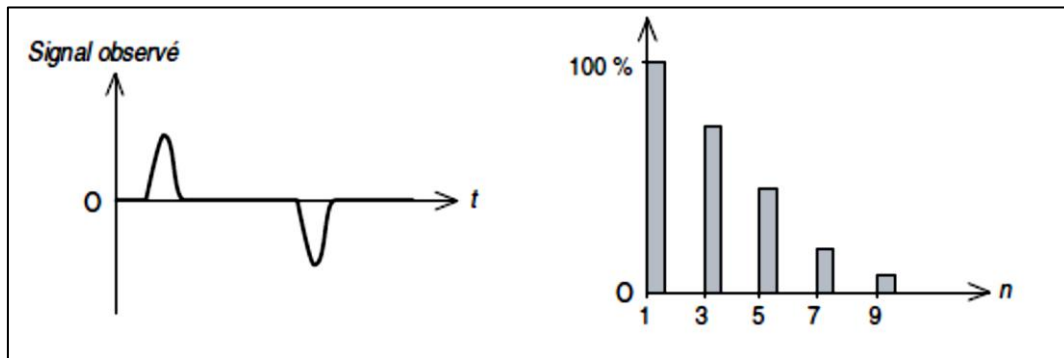


Figure II-6: Développement en série de Fourier d'un signal non sinusoïdal.

- **Mesure du courant efficace et les appareils RMS**

Les appareils numériques dits RMS (Root Mean Square) réalisent la mesure efficace d'un signal quelle que soit sa forme, sinusoïdal ou bien déformé.

Un signal déformé se décompose en une somme de signaux harmoniques associés au fondamental à 50 Hz.

Aussi, la valeur efficace réelle du courant est représentative de l'effet Joule engendré par l'ensemble de ces signaux et prend en compte l'ensemble : fondamental + harmoniques.

Il est possible de mesurer la valeur efficace de chaque harmonique ainsi que du fondamental à l'aide des appareils de mesure actuels (pinces harmoniques notamment).

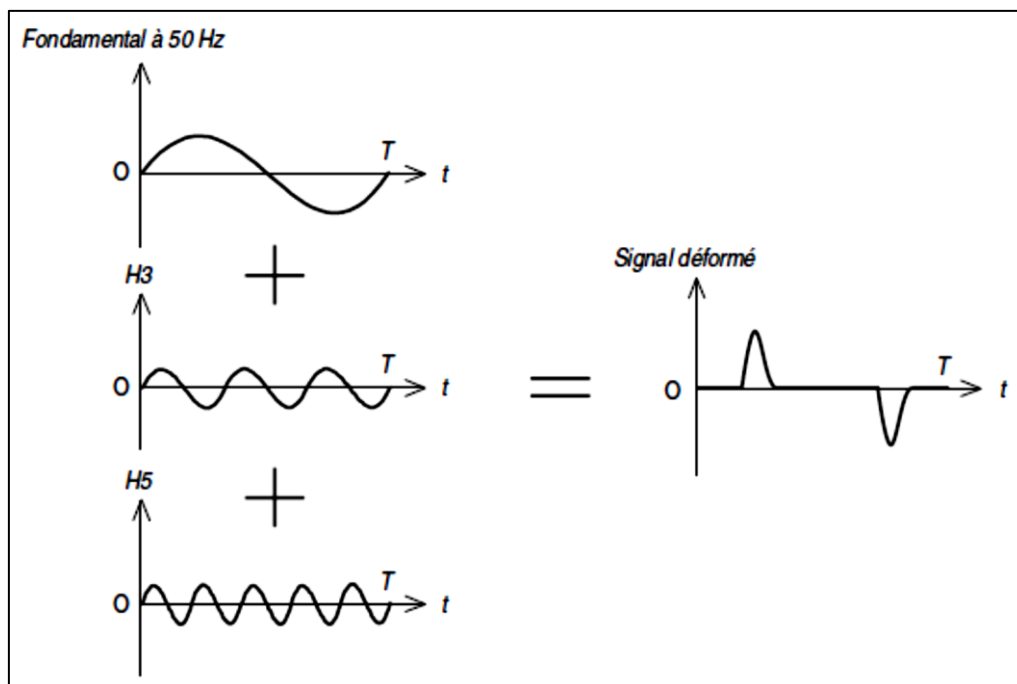


Figure II-7: Somme harmonique.



**Exemple :**

Soit un signal déformé tel que les valeurs efficaces des harmoniques représentent par le tableau (II-2)

1. Calculer le taux de distorsion individuel par rapport au fondamental.
2. Calculer la valeur efficace du courant.

*Tableau II-2 : Valeur efficace des harmoniques d'un signal déformé*

Rang harmonique	Valeur efficace	Taux de distorsion de l'harmonique <sup>1</sup>
1 (fondamental)	12	100 %
3	9	75 %
5	5	42 %
7	2,5	21 %
autres	0,75	6,25 %

1. Le taux de distorsion de l'harmonique est calculé par rapport au fondamental.

Par exemple pour l'harmonique 7 :  $\frac{2,5}{12} = 21\%$

2. On calcule la valeur efficace du courant.

$$I = \sqrt{12^2 + 9^2 + 5^2 + 2,5^2 + 0,75^2} = 16,4 \quad (\text{II-12})$$

De manière générale, la valeur efficace du courant est donnée par la relation suivante :

$$I_{RMS} = \sqrt{I_{fond}^2 + I_{h3}^2 + I_{h5}^2 + I_{h7}^2} \quad (\text{II-13})$$

Les harmoniques de rang élevé ne présentent qu'une valeur efficace souvent négligeable, devant le courant total, et une approximation réalisée à partir des premiers rangs d'harmoniques suffit largement pour quantifier un signal et ceci dans la majorité des cas.

- **Expression de la tension et du courant efficace**

On suppose que le courant alternatif :  $I_0 = 0$  (II-13)

On a donc

$$I_{eff} = \sqrt{I_1^2 + \sum_{n \geq 2} I_n^2} = I_1 \sqrt{1 + \sum_{n \geq 2} \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2} \quad (\text{II-14})$$

$$I_{eff} = I_1 \sqrt{1 + THD_1^2} \quad (\text{II-15})$$

Une tension alternative purement sinusoïdale se résume à son fondamental (harmonique de rang 1).

Donc

$$V = V_1 \quad (V_n = 0 \text{ pour } n \geq 2) \quad (\text{II-16})$$

- **Théorie énergétique sous distorsion harmonique**

– Théorie de BUDEANU : séparation de la puissance apparente triphasée en trois composants orthogonaux

$$S = V \cdot I = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (\text{II-17})$$

**P** : Puissance active généralisée (fondamental et harmoniques)

**Q** : Puissance réactive généralisée (fondamental et harmoniques)

**D** : Puissance déformante (ni active, ni réactive)

$$P = P_1 + P_h \quad \begin{cases} P_1 = 3 \cdot V_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 \\ P_h = 3 \cdot \sum_{k \neq 1} V_k \cdot I_k \cdot \cos \varphi_k \end{cases} \quad (\text{II-18})$$

$$Q = Q_1 + Q_h \quad \begin{cases} Q_1 = 3 \cdot V_1 \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_1 \\ Q_h = 3 \cdot \sum_{k \neq 1} V_k \cdot I_k \cdot \sin \varphi_k \end{cases} \quad (\text{II-19})$$

Avec uniquement des harmoniques en courant :

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\cos \varphi_1}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \quad (\text{II-20})$$

Les expressions de la tension et du courant permettent de simplifier celles des puissances

$$\diamond \text{ Puissance active} \quad P = V I_1 \cos \varphi_1 \quad (\text{II-21})$$

$$\diamond \text{ Puissance réactive} \quad Q = V I_1 \sin \varphi_1 \quad (\text{II-22})$$

$$\diamond \text{ Puissance apparente} \quad S = V I = V I_1 \sqrt{1 + THD_i^2} \quad (\text{II-23})$$

$$\diamond \text{ Puissance déformante} \quad D^2 = S^2 - (P^2 + Q^2) \quad (\text{II-24})$$

$$D = V I_1 \times THD_i \quad (\text{II-25})$$

$$D = V I_H \quad (\text{II-26})$$

**Remarques:**

- ✓ Les harmoniques du courant (rang  $\geq 2$ ) ne jouent aucun rôle en ce qui concerne la puissance active
- ✓ Les harmoniques du courant (rang  $\geq 2$ ) ne jouent aucun rôle en ce qui concerne la puissance réactive
- ✓ La puissance déformante est directement liée à la présence des harmoniques de courant (rang  $\geq 2$ ).

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{V I_1 \cos \varphi_1}{\sqrt{V^2 I_1^2 \cos^2 \varphi_1 + V^2 I_1^2 \sin^2 \varphi_1 + V^2 I_1^2 THD_i^2}} = \frac{\cos \varphi_1}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \quad (\text{II-27})$$

**Remarques:**

- ✓ Quand le taux de distorsion harmonique du courant (**THDi**) augmente, le facteur de puissance diminue.
- ✓ Le terme  $\cos \varphi_1$  est aussi appelé facteur de déplacement (**DPF** : Displacement Power Factor).

On a :  $PF < DPF$

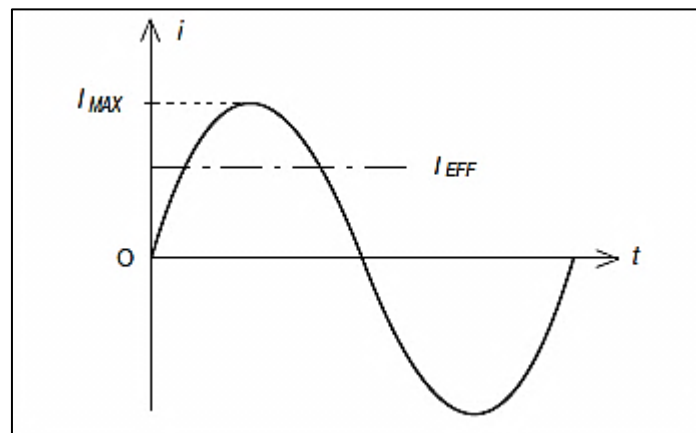
- **Facteur de crête**

Autre facteur déterminant pour identifier un signal déformé, c'est le facteur de crête. Nous savons qu'il existe un rapport de entre la valeur crête ( $I_{max}$ ) d'une onde sinusoïdale et la valeur efficace de ce même signal:

$$F_c = \frac{I_{max}}{I_{efficace}} \quad (\text{II-28})$$

Par exemple pour un signal sinusoïdal le facteur de crête est déterminé par l'équation suivante:

$$F_c = \frac{I_{max}}{I_{efficace}} = \sqrt{2} = 1.414 \quad (\text{II-29})$$



**Figure II-8:** Signal sinusoïdal.

Lorsque le courant est déformé, le facteur de crête atteint des valeurs supérieures à  $\sqrt{2}$  et traduit la non-linéarité du circuit en question :

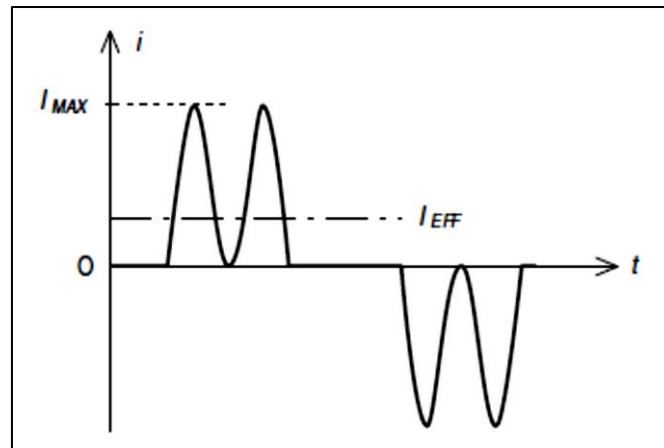


Figure II-9: Signal déformé

Pour un même courant efficace les formes d'ondes peuvent être très différentes.

Le facteur de crête  $F_c$  permet de caractériser la forme du courant et d'apprécier qualitativement la déformation de celui-ci :

$$F_c = \frac{\text{valeur crête}}{\text{valeur efficace}} \quad (\text{II-30})$$

Exemple :

Les différents facteurs de crête courants :

- ❖ charge linéaire : soit 1,414 → Absence d'harmonique
- ❖ matériel informatique : 2 à 3 → Présence d'harmoniques
- ❖ variateur de vitesse : environ 2 → Présence d'harmoniques

### • Taux d'harmonique individuel et global

Nous avons précédemment fait référence au taux de distorsion d'un harmonique, qui est le rapport entre la réelle valeur efficace de l'harmonique d'un signal (courant ou tension) par rapport à la valeur efficace du même signal à la fréquence fondamentale :

$$\tau_n = \frac{A_n}{A_1} \quad (\text{II-30})$$

Ce taux est une valeur particulière pour un harmonique donné, où  $A_n$  représente la valeur efficace de l'harmonique au rang considéré et  $A_1$  la valeur efficace du fondamental.

D'après l'exemple du tableau (II-2), le taux de distorsion pour l'harmonique 3 est :

$$\tau_n = \frac{A_3}{A_1} = \frac{9}{12} = 75\% \quad (\text{II-31})$$

Afin d'avoir une représentation globale de la déformation d'un signal, il a été nécessaire de définir un taux de distorsion harmonique, qui lui, tient compte de l'ensemble des harmoniques du signal analysé : le **THD** (Total Harmonic Distorsion).

Plus le signal est déformé, plus le taux de distorsion harmonique est important, ce qui signifie que le niveau de richesse du signal en harmoniques est conséquent.

Ce taux de distorsion harmonique global est égal au rapport de la valeur efficace de l'ensemble des courants harmoniques par rapport à la valeur du courant efficace du fondamental. On parle alors du **THD<sub>F</sub>** :

$$THD_{-F} = \frac{\sqrt{A_2^2 + A_3^2 + \dots + A_n^2}}{A_1} \quad (\text{II-32})$$

Avec

$A_1$  : Valeur efficace du fondamental.

Pour l'exemple du tableau (II-2) :

$$THD_F = \frac{\sqrt{A_2^2 + A_3^2 + \dots + A_n^2}}{A_1} = \frac{\sqrt{9^2 + 5^2 + 2.5^2 + 0.75^2}}{12} = 88.5\% \quad (\text{II-33})$$

On définit également le taux d'harmonique par rapport à la valeur efficace du signal, qui est le quotient :

$$THD_{-G} = \frac{\sqrt{A_2^2 + A_3^2 + \dots + A_n^2}}{X} \quad (\text{II-34})$$

Avec

$X$  : Valeur efficace du signal.

## II.7. Effets de la dégradation de la qualité de l'énergie

D'une façon générale, quelle que soit la perturbation, les effets peuvent être classés de deux façons différentes :

➤ **les effets instantanés :**

Dus à la déformation de l'onde et aux phénomènes de résonance, concernent les déclenchements intempestifs de disjoncteurs et de relais d'automatisme, la destruction de matériels (condensateurs par exemple) ou encore la perturbation des dispositifs de régulation ; mais c'est aussi la diminution du facteur de puissance de l'installation.

Effets immédiats :

- ✓ pertes par effet Joule
- ✓ Dégradation du facteur de puissance, Réduction de la puissance des moteurs (couple négatif)

- ✓ Surcharges des câbles, transformateurs et moteurs
- ✓ Augmentation du bruit dans les moteurs
- ✓ Erreur d'enregistrement dans les compteurs
- ✓ Surdimensionnement des câbles
- ✓ Réduction de la capacité du réseau
- ✓ Mauvais fonctionnement des contacteurs
- ✓ Perturbation des systèmes électroniques

➤ **Effets à long terme**

Qui génèrent des échauffements dans les condensateurs et les conducteurs et provoquent un vieillissement prématuré du matériel ou encore des échauffements dus aux pertes supplémentaires dans les machines et dans les transformateurs. Les problèmes rencontrés sont essentiellement de nature thermique et affectent alors la durée de vie des équipements concernés.

➤ **Effets à moyen et long terme**

- ✓ Réduction de la durée de vie des moteurs
- ✓ Détérioration des batteries de condensateurs
- ✓ Réduction de la durée de vie des transformateurs
- ✓ Vieillissement accéléré des isolants et des diélectriques
- ✓ Pertes Fer (Iron losses), pertes créées par le champ magnétique plus pertes dues aux courants de Foucault, entraînant un déclassement des transformateurs et des moteurs.

## **II.8. Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons essayé de faire la lumière sur les principales perturbations qui peuvent prendre naissance dans les réseaux de distribution, leurs origines et leurs conséquences sur les équipements essentiels existant dans le réseau, et les installations industrielles. Nous avons vu que la dégradation de la qualité de l'énergie peut conduire à une modification du comportement des performances ou même de la destruction des équipements et des procédés qui en dépendent avec des conséquences possibles sur la sécurité des personnes et des surcoûts économiques.

---

---

**CHAPITRE III : Normes en vigueur :**  
**Normes IEC et IEEE concernant l'émission**  
**des harmoniques en basse et moyenne**  
**tension**

---

---

### **III.1.Introduction**

Les deux principaux organismes de normalisation internationaux dans le domaine électrotechnique sont la **CEI** (Commission Electrotechnique Internationale), et l'**IEEE** (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Ces deux organismes réalisent la principale activité de normalisation dans le domaine des perturbations électriques au niveau mondial mais n'ont pas une uniformité de critères en ce qui concerne la définition des interactions entre le réseau et les charges connectées.

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

### **III.2. Normalisation**

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

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

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

### **III.3. Qualité de l'énergie(QEE) et la Compatibilité Electromagnétique (CEM)**

Les deux principaux organismes de normalisation internationaux dans le domaine électrotechnique sont la **CEI** (Commission Electrotechnique Internationale), et l'**IEEE** (Institute of Electrical and Electronic Engineers).la **CEI** est un organisme officiel composé



de comités nationaux de 63 pays (le représentant de la France est l'**UTE**, Union Technique de l'Electricité et de la communication), tandis que l'**IEEE** est une association professionnelle avec plus de 377.000 membres appartenant à 150 pays, partagée en différentes régions et sections (comme par exemple la section française). Ces deux organismes réalisent la principale activité de normalisation dans le domaine des perturbations électriques au niveau mondial mais non pas une uniformité de critères en ce qui concerne la définition des interactions entre le réseau et les charges connectées.

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

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

- **IEEE 519:1992**, Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Power Systems. Cette norme détermine la procédure pour contrôler les harmoniques présents sur le réseau électrique ainsi que les limites recommandées de la pollution harmonique générée par les clients et de distorsion harmonique totale sur le réseau.
- **IEEE 1159:1995**, **IEEE Recommended Practice on Monitoring Electric Power Quality**. Cette norme réalise un bilan exhaustif et donne une définition de tous les phénomènes électromagnétiques qui ont lieu dans le réseau en fonction de leur contenu spectral, leur durée et leur amplitude.

Néanmoins, la **CEI** (tout comme l'organisme de normalisation européen **CENELEC**) n'utilise le terme de qualité de l'énergie dans aucune de ces normes. En revanche, elle utilise le concept de « **Compatibilité Electrotechnique** ». Ce concept est défini comme « La capacité d'un dispositif, équipement ou système à fonctionner de façon satisfaisante dans son environnement électromagnétique sans introduire de perturbations électromagnétiques intolérables pour les autres ». Par environnement électromagnétique d'un dispositif, on entend

le niveau de perturbation auquel il est soumis, en tenant compte des perturbations rayonnées et conduites indépendamment de l'origine. A partir de l'environnement électromagnétique d'un dispositif, on peut définir les caractéristiques d'immunité (niveau minimum de perturbations électromagnétique que doit supporter l'équipement) et d'émission (niveau maximum de perturbations qui peut être produit par l'équipement). Finalement, le niveau de compatibilité peut être introduit : il s'agit d'un niveau de référence qui se trouve entre les limites d'émission et d'immunité et qui permet le fonctionnement correct des dispositifs durant la plupart du temps.

Les normes d'EMC de la **CEI** sont regroupées dans la publication **CEI-61000**. Cette publication est divisée en 6 parties :

- Partie 1. Généralités. Considération générales, définitions, terminologie etc.
- Partie 2. Description et classification de l'environnement et des niveaux de compatibilité.
- Partie 3. Limites d'émission et d'immunité.
- Partie 4. Techniques d'essai et de mesure.
- Partie 5. Guide d'installation et d'atténuation des perturbations.
- Partie 6. Normes génériques.

La plupart de normes de cette publication sont consacrées aux limites d'émission et à la susceptibilité des appareils dans des conditions environnementales données.

Comme on peut le constater, les deux termes **QEE** et **CEM** expriment des concepts différents, car le domaine d'étude de la CEM est plus vaste que celui de la qualité de l'énergie et comprend également plus de phénomènes (comme par exemple les perturbation rayonnées). Cependant, on pourrait considérée la qualité de l'énergie comme une partie de la **CEM**, car la qualité de l'énergie peut être considérée comme « l'environnement électromagnétique pour les perturbations venant du réseau électrique ou transmise à travers ce dernier ».

A part, les normes **CEI** et **IEEE**, il existe une autre norme de qualité qui mérite une attention spéciale : la norme européenne **EN50160** du **CENELEC**. le traitement par cet organisme des aspects liés à la qualité est très similaire à celui de la **CEI**, c'est-à-dire à travers des normes de **CEM**. cependant, la norme **EN 50160** n'est pas incluse dans la catalogue des normes **CEM** et se rapproche plus du type **IEEE**.

Cette norme définit les caractéristiques de la tension (BT et MT) sur le réseau de distribution public. La norme présente les niveaux maximum et minimum des valeurs et variations qui

peuvent être attendues dans les réseaux en conditions normales, et la façon de les mesurer (en faisant une moyenne hebdomadaire des valeurs prises toutes les 10min). Les caractéristiques limites sont fixées pour 95% du temps, tandis que pour le reste du temps, il n'y a aucune limite. Cette norme est seulement valable en conditions normales : elle présente également une liste des situations pour lesquelles elle ne doit pas être appliquée (après court-circuit, opérations etc..).

#### **III.4. Normes concernant les perturbations harmoniques**

Les normes limitant les émissions de courants harmoniques ont pour but de réduire leurs effets.

**IEC 61000-2-2** : établit les niveaux de compatibilité des tensions harmoniques sur les réseaux public BT et elle a pour but, la protection des équipements raccordés au réseau. Les niveaux de compatibilité des taux individuels par rapport au fondamental des tensions harmoniques sont résumés dans des tableaux. Cette norme limite à 8% THD jusqu'au 40<sup>ème</sup> rang.

**IEC 61000-3-2** et **IEC 61000-3-4** : ces deux normes définissent les limites des émissions des courants harmoniques pour les équipements raccordés au réseau BT ( $I \leq 16A$ ). L'objectif de ces limites est de réduire l'impact des courants harmoniques sur la tension, afin de respecter les limites de compatibilité fixées par **IEC 61000-2-2**.

Il y a aussi la norme **IEC 61000-3-6** : qui limite les émissions des courants harmoniques de équipements raccordés au réseau MT et HT, aussi que les niveaux de compatibilité pour les tensions harmoniques individuelles. Cette norme fixe le THD à 6.5%.

La norme **IEC 61000-4-7** : définit les méthodes de mesure des harmoniques.

La norme **EN 50 160** : définit l'ensemble des paramètres à contrôler afin de définir la qualité de distorsion d'un réseau électrique, notamment en ce qui concerne les perturbations électriques.

En ce qui concerne l'**IEEE**, la norme **IEEE 519 : 1992**, Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Power Systems détermine les procédures pour contrôler les harmoniques présents sur le réseau électrique ainsi que les limites recommandées de pollution admissible de la part des clients et de distorsion harmonique globale dans le réseau.

**Tableau III-1 : Limites CEI 1000-2-4 des émissions de courants harmoniques (courant appelé par les appareils  $\leq 16$  A par phase de classe A).**

<i>Harmoniques impaires</i>		<i>Harmoniques paires</i>	
<b>Ordre</b>	<b>Courant (A)</b>	<b>Ordre</b>	<b>Courant (A)</b>
3	2.3	2	1.08
5	1.14	4	0.43
7	0.77	6	0.3
9	0.4		
11	0.33		
13	0.21		
$15 \leq h \leq 39$	$0.15 \times 15/h$		

**Tableau III-2 : Limites CEI 1000-2-4 des émissions de tensions harmoniques**  
 a)  $100KV \geq V > 30$  KV (avec un THD > 3%)  
 b)  $30KV \geq V > 1$  KV (avec un THD < 8%)

<i>Harmoniques impaires</i>						<i>Harmoniques paires</i>		
<b>Non multiples de 3</b>			<b>Multiples de 3</b>					
<b>Ordre</b>	<b>a)</b>	<b>b)</b>	<b>Ordre</b>	<b>a)</b>	<b>b)</b>	<b>Ordre</b>	<b>a)</b>	<b>b)</b>
5	2%	6%	3	2%	5%	2	1.5%	2%
7	2%	5%	9	1%	1.5%	4	1%	1%
11	1.5%	3.5%	15	0.3%	0.3%	6	0.5%	0.5%
13	1.5%	3%	21	0.2%	0.2%	8	0.2%	0.5%
17	1%	2%	> 21	0.2%	0.2%	10	0.2%	0.5%
19	1%	1.5%				12	0.2%	0.2%
23	0.7%	1.5%				> 12	0.2%	0.2%
25	0.7%	1.5%						
> 25	$0.2+(12.5/h)$	$0.2+(1.3 \times 5/h)$						

**Tableau III-3 : Limites IEEE pour la distorsion harmonique de la tension.**

<b>Tension au point de raccordement (V)</b>	<b>Distorsion Harmonique Individuelle (%)</b>	<b>THD <math>V_n</math> (%)</b>
$V_n \leq 69$ kV	3.0	5.0
$69kV < V_n \leq 161$ kV	1.5	2.5
$V_n > 161$ kV	1.0	1.5

### **III.5. Conclusion**

Afin de limiter les effets des perturbations harmoniques sur les réseaux électriques ; des normes ont été mises en place. Les deux principaux organismes qui ont établi de telles normes sont la Commission Electrotechnique Internationale (**CEI**) et **IEEE**. Les normes qu'ils ont établies sont, de façon respective, la série **CEI 61000** et l'**IEEE standard 519**.

De façon générale ces normes identifient les principales sources de pollution harmonique, décrivent les effets de ces harmoniques sur les réseaux, décrivent les méthodes d'analyse et de mesure pour les harmoniques et fournissent diverses recommandations en vue de réduire la présence d'harmonique sur les réseaux électriques.

---

---

**CHAPITRE IV : Solutions pour  
l'amélioration de la qualité de l'énergie  
électrique (QEE)**

---

---

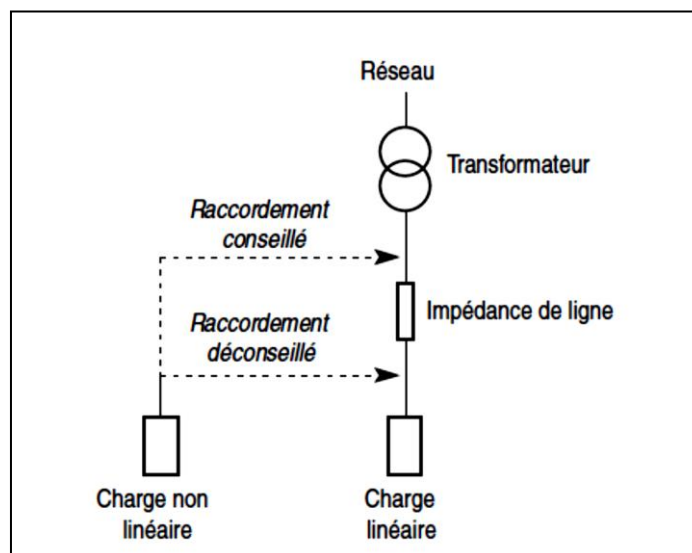
## IV.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous avons analysé les différents techniques d'amélioration de la qualité qui peuvent être utilisées pour minimiser les conséquences des perturbations agissant sur la forme d'onde et sur la valeur de la tension du réseau. On réalise un bilan général des méthodes de prévention et des stratégies de minimisation des effets des perturbations sur les charges.

## IV.2. Solutions préventives

Le branchement de la charge non linéaire doit être réalisé, si possible, sur la source présentant l'impédance la plus faible (transformateur le plus puissant par exemple). Lorsque l'impédance de source est faible, la puissance de court-circuit est importante ce qui réduit les problèmes dus aux harmoniques. Aussi, les charges polluantes doivent être raccordées le plus amont possible de la source afin de bénéficier du niveau le plus élevé de puissance de court-circuit.

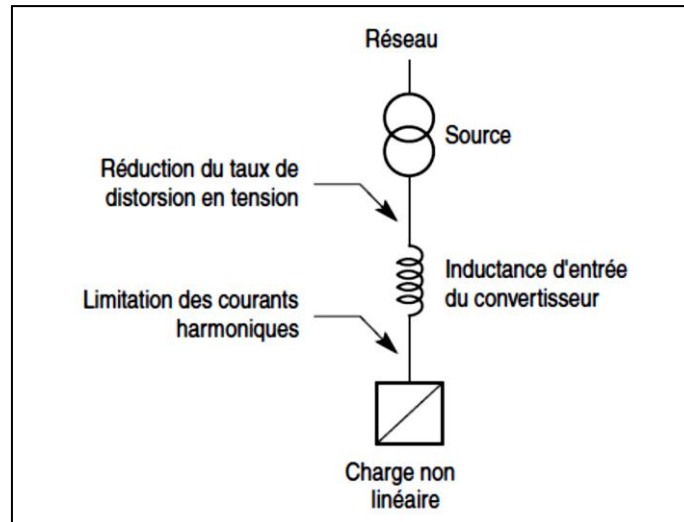
D'autre part, il faut éviter de raccorder un récepteur sensible à proximité d'une charge déformante. La position du branchement des charges déformantes au sein d'une installation revêt ainsi un double intérêt : assurer la séparation des charges et bénéficier de la puissance de court-circuit la plus élevée. La séparation des sources est aussi une solution employée bien que coûteuse. Elle consiste à attribuer un transformateur indépendant pour l'alimentation unique de la charge non linéaire.



*Figure IV-1 : Préconisation de raccordement des charges déformantes.*

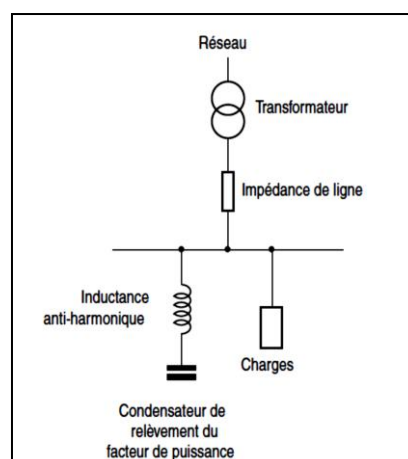
D'autres solutions sont utilisées, notamment dans les convertisseurs d'énergie de type onduleurs ou variateurs de vitesse, mettant en œuvre une inductance en série avec le récepteur

déformant (on parle dans ce cas d'inductance de ligne). L'inductance, dont l'impédance augmente avec la fréquence, conduit à réduire l'amplitude des harmoniques de rangs élevés. Lorsque cette inductance est placée en amont du convertisseur polluant, on observe une diminution sensible des courants harmoniques générés par l'équipement sur le réseau d'alimentation électrique et par conséquent le taux de distorsion harmonique en tension.



**Figure IV-2 :** Impédance d'entrée d'un convertisseur.

Une autre solution, utilisée pour la protection des condensateurs de relèvement du facteur de puissance, consiste à placer en série avec le condensateur une inductance appelée *inductance anti-harmonique*. La valeur de la fréquence de résonance de l'ensemble du montage doit être placée en dessous des valeurs de fréquences harmoniques présentes, protégeant ainsi le ou les condensateurs de compensation d'énergie réactive contre les surcharges harmoniques.

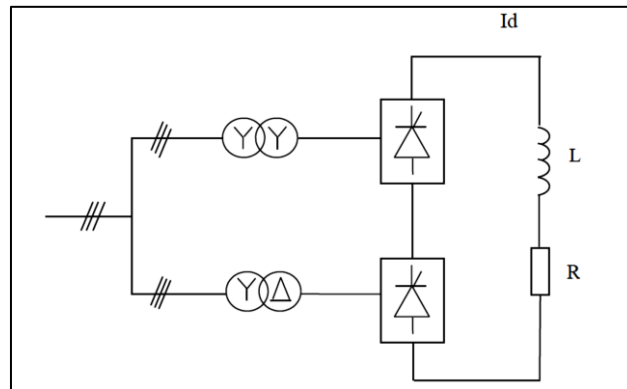


**Figure IV-3 :** Montage de l'inductance anti-harmonique.

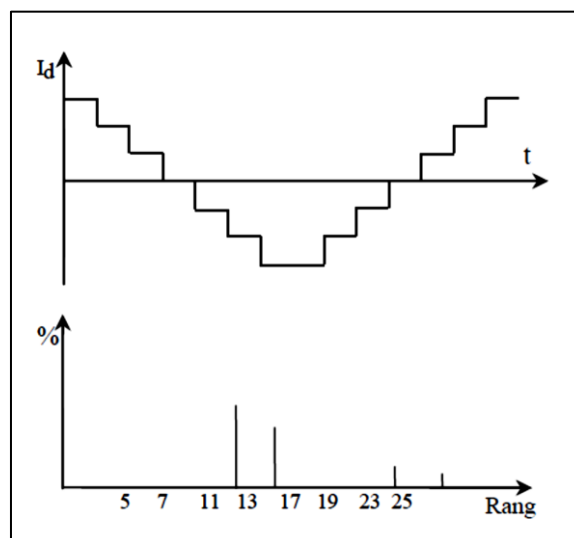
L'emploi d'une inductance anti-harmonique présente alors un double intérêt :



- Elle supprime les risques de claquage de condensateur dus aux forts courants harmoniques (rappelons que l'impédance d'un condensateur diminue avec l'augmentation de la fréquence),
- Elle réduit les taux de distorsion harmonique en tension sur le réseau considéré.
- Utilisation de redresseurs dodécaphasés : élimination des harmoniques de rangs 5 et 7 par utilisation de transformateur à deux enroulements secondaires (l'un en triangle, l'autre en étoile). Harmoniques « générés » de rang égal à  $(12k \pm 1)$



*Figure IV-4 : Structure du pont Dodécaphasé.*



*Figure IV-5 : Forme du courant et rang des harmoniques.*

- Utilisation de redresseurs à absorption sinusoïdale (PFC)

## IV.2. Solutions correctives

### IV.2.1. Filtrage passif

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

Le filtre, une fois ajusté sur l'harmonique à éliminer, présente une impédance très faible privilégiant alors le passage de ce courant harmonique à évacuer. Ce courant harmonique s'oriente ainsi vers le filtre et non pas vers le reste du réseau.

On distinguera deux types de filtres assurant la limitation des tensions harmoniques :

- le filtre résonant (ou filtre de type shunt),
- le filtre amorti.

#### IV.2.1.1. Filtrage résonant (filtre shunt)

Le filtre résonant (ou filtre *shunt*) est composé d'une inductance  $L$  en série avec un condensateur  $C$ . Les valeurs d'inductance  $L$  et de capacité  $C$  sont calculées à la fréquence de résonance correspondant à la fréquence de l'harmonique à éliminer.

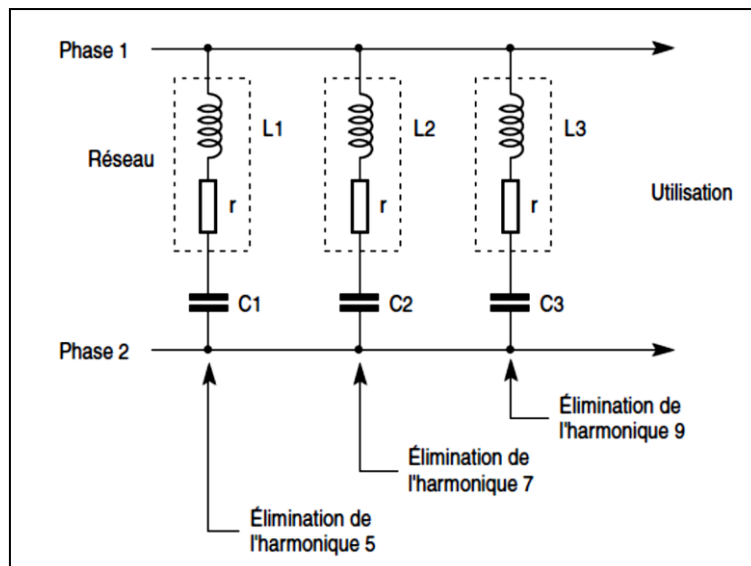
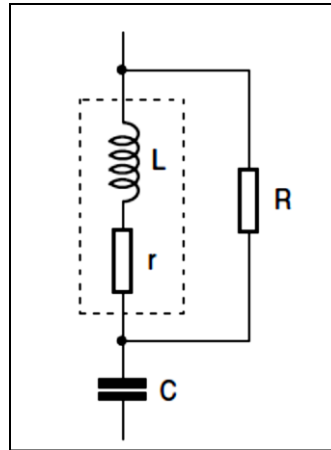


Figure IV-6 : Filtres résonants agissant sur plusieurs rangs harmoniques.

#### IV.2.1.2. Le filtre amorti (filtre passe haut)

Le filtre amorti est constitué d'une structure identique au filtre résonant, avec en supplément, une résistance  $R$  branchée en parallèle sur l'inductance.



**Figure IV-7 :** Structure du filtre amorti.

Ce filtre :

- ✓ amortit les antirésonances (l'impédance à la fréquence d'antirésonance est plus faible comparativement au filtre résonant),
- ✓ réduit les tensions harmoniques de fréquences égales ou supérieures à son accord.

Le filtre amorti assure l'atténuation des harmoniques dans une plus large bande de fréquence que le filtre résonant mais sans éliminer concrètement ces perturbations. Il ne réalise donc pas la suppression de ces harmoniques mais contribue à améliorer sensiblement le taux de distorsion harmonique globale d'une installation polluée.

Pour des installations utilisant le filtrage harmonique, on peut concevoir de mettre en œuvre un filtrage résonant pour les rangs 5 et 7 associé à un filtrage de type shunt pour les rangs les plus élevés.

### IV.2. 1.3.Éléments de dimensionnement d'un filtre passif

#### ✓ a) Filtre RLC résonant

- Filtre cale sur les harmoniques 5 et 7
- En général, facteur de qualité élevé (>75)

#### a).1. Principales caractéristiques du shunt résonant

Considérons un shunt résonant accordé au rang  $n_r$  composé d'une inductance  $L_r$  et d'une capacité  $C_r$ . On a :

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_r C_r}} \quad (\text{IV-1})$$

$$n_r = \frac{f_r}{f_0} \quad (\text{IV-2})$$

Avec

$f_r$  : fréquence de résonance.

$f_0$  : fréquence du réseau.

### a).2. Détermination de la puissance réactive de compensation à 50 Hz du shunt résonant

Le calcul est identique au cas de l'inductance anti-harmonique on trouve :

$$Q_{sh}(\omega_0) = \frac{n_r^2}{n_r^2 - 1} C \omega_0 U_n^2 \quad (\text{IV-3})$$

$$Q_{sh}(\omega_0) = \left( \frac{n_r^2}{n_r^2 - 1} \right) Q_n \quad (\text{IV-4})$$

$U_n$  : Tension composée nominale.

$Q_n$  : Puissance réactive nominale des condensateurs lorsqu'ils sont seuls.

La puissance réactive de compensation est plus élevée que lorsque les condensateurs sont seuls. Le tableau IV-1 donne les valeurs des puissances de compensation à 50 Hz par rapport à la puissance nominale des condensateurs pour les rangs de résonance usuels.

*Tableau IV-1 : Puissance de compensation par rapport à la puissance nominale des condensateurs*

$n_r$	5	7	11	13
$\frac{Q}{Q_n}$	1.04	1.02	1.008	1.006

Les rangs de résonance des shunts étant assez élevés, la puissance de compensation du shunt est à peu près égale à la puissance nominale des condensateurs.

Pour compenser le réseau, si l'on installe 2 shunts résonants aux rangs 5 et 7, on s'arrangera pour que

$Q_5(\omega_0) + Q_7(\omega_0)$  Soit égal à la puissance réactive à compenser.

### a).3. Détermination de la fréquence d'anti-résonance du shunt

L'influence des autres shunts résonnants, lorsqu'ils existent, est généralement négligeable. La formule de la fréquence d'anti-résonance est alors identique au cas de l'inductance anti harmonique.

$$f_{ar} = \frac{1}{2\pi\sqrt{(L_{cc} + L_r)C_r}} \quad (\text{IV-5})$$

### a).4. Facteur de qualité et bande passante du shunt

L'inductance du shunt possède par nature une résistance  $r_b$  (résistance de la bobine). On définit alors le facteur de qualité :

$$q = \frac{L_r \omega_r}{r_b} = \frac{1}{r_b C_r \omega_r} \quad (\text{IV-6})$$

Ou

$$L_r C_r \omega_r^2 = 1 \quad (\text{IV-7})$$

D'où

$$q = \frac{1}{r_b} \sqrt{\frac{L_r}{C_r}} \quad (\text{IV-8})$$

avec

$r_b$  : Impédance du shunt à la résonance (voir figure IV-7).

La tension harmonique  $V_r$  créée par le courant harmonique  $I_r$  est donc

$$V_r = r_b I_r \quad (\text{IV-9})$$

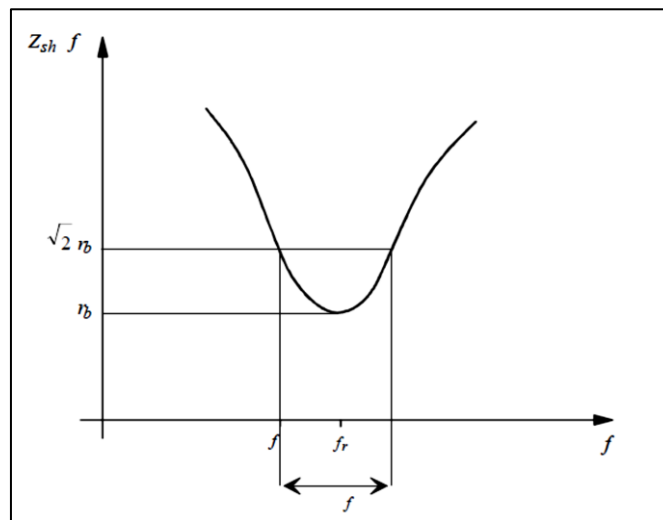
Afin d'obtenir un filtrage performant des harmoniques de courant  $I_r$ ,  $r_b$  doit être faible, ce qui implique un facteur de qualité important.

La bande passante du shunt est :

$$BP = \frac{2(f_r - f)}{f_r} = \frac{\Delta f}{f_r} \quad (\text{IV-10})$$

Après quelques calculs, on peut montrer que :

$$BP = \frac{1}{q} \quad (\text{IV-11})$$



**Figure IV-7 :** Bande passante du shunt.

Lorsque  $q$  est très élevé, la bande passante est étroite, l'accord est alors difficile à obtenir. En effet, les valeurs des inductances et capacités sont données avec une tolérance de fabrication de l'ordre de  $\pm 10\%$ . De plus, la valeur des capacités varie en fonction de la température.

Pour pallier ces inconvénients, il faut prendre les dispositions suivantes :

- ❖ installer des inductances avec des prises de réglage
- ❖ choisir un facteur de qualité pas trop important
  - |  $q < 75$  pour les inductances dans l'air
  - |  $q > 75$  pour les inductances à noyau de fer

- **Courant efficace circulant dans le shunt résonnant**

Dans le shunt résonnant les courants qui circulent sont :

- le courant à la fréquence fondamentale

$$I_{1,sh} = \frac{V_1}{|Z_r(\omega_0)|} = \frac{n_r^2}{n_r^2 - 1} C_r \omega_0 V_1 \quad (\text{IV-12})$$

le courant harmonique de rang  $p_r$  généré par les charges non linéaires :  $I_r$ .

(Les courants harmoniques des autres rangs ne circulent pas dans le shunt car son impédance est très élevée par rapport au réseau pour ces rangs).

- le courant harmonique dû à la tension harmonique  $V_r$  de rang  $P_r$ , préexistante sur le Réseau.

$$I_{r,rés} = \frac{V_r}{\sqrt{r_b^2 + (L_{cc} \omega_r)^2}} \quad (\text{IV-13})$$

$L_{cc} \omega_r$  : impédance du réseau amont à la fréquence de résonance du shunt

$r_b$  : impédance du shunt à sa fréquence de résonance

Dans le pire des cas, en considérant que tous ces harmoniques de courant sont en phase, on a :

La valeur de  $I_{eff}$  dimensionne la tenue thermique de l'inductance et des condensateurs.

$$I_{eff} = \sqrt{I_{1,sh}^2 + I_r^2 + I_{r,rés}^2} \quad (\text{IV-14})$$

- ✓ **b). Filtre RLC amorti**

Le filtre amorti peut réduire le risque de résonance non souhaitée, et permet de réduire considérablement la taille du filtre passif, en fonctionnant sur une large gamme de fréquence. On distingue trois types de filtre amorti ; le filtre de premier ordre, le filtre de deuxième ordre et le filtre de troisième ordre. Le filtre de premier ordre est très peu utilisé car il exige une grande capacité et provoque des pertes de puissance élevées. Les filtres de deuxième et troisième ordres sont de meilleures performances.

En pratique, il est courant de mettre en œuvre des filtres résonants en parallèle avec un filtre amorti comme le montre la figure. Les filtres résonants sont accordés pour l'élimination des harmoniques basses fréquences comme le 5ème et le 7ème, alors que le filtre amorti s'en charge des harmoniques supérieurs.

- Filtre amorti cale sur les harmoniques de rang  $>11$
- Moins sensibles à la température, les variations de fréquence, la tolérance des éléments.
- Plus faible impédance pour une large plage de fréquences.

Pour le filtre amorti:

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_h \cdot C_h}} \quad (\text{IV-15})$$

$$Q = \frac{1}{r_h} \sqrt{\frac{L_h}{C_h}} \quad (\text{IV-16})$$

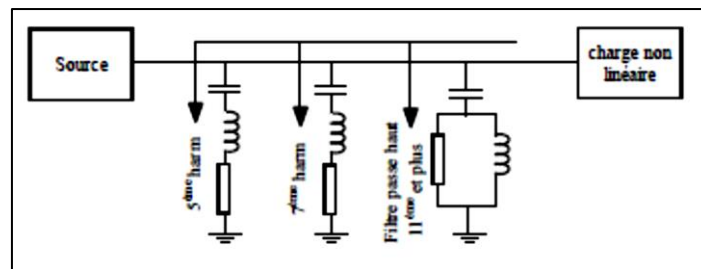


Figure IV-8 : Exemple pratique de combinaison de filtres passif résonants et amortis

### IV.2.2. Filtrage actif

Le filtrage actif, solution plus sophistiquée que le filtrage passif, constitue aujourd'hui une solution bénéficiant des technologies les plus performantes et en constante amélioration par les constructeurs de ces équipements.

Le principe de fonctionnement du filtre actif réside dans le fait que celui-ci produit des courants qui s'opposent aux courants harmoniques créés par les charges non linéaires, tendant ainsi à rétablir un courant appelé par la charge quasi sinusoïdal. Ces filtres actifs, encore appelés compensateurs actifs, sont utilisés en parallèle ou en série au sein d'une installation nécessitant un traitement harmonique. Le filtre actif est d'une utilisation plus large que le filtre passif puisqu'il peut compenser plusieurs rangs d'harmoniques à la fois.

L'association d'un filtre passif avec un filtre actif est baptisée *filtre hybride*.

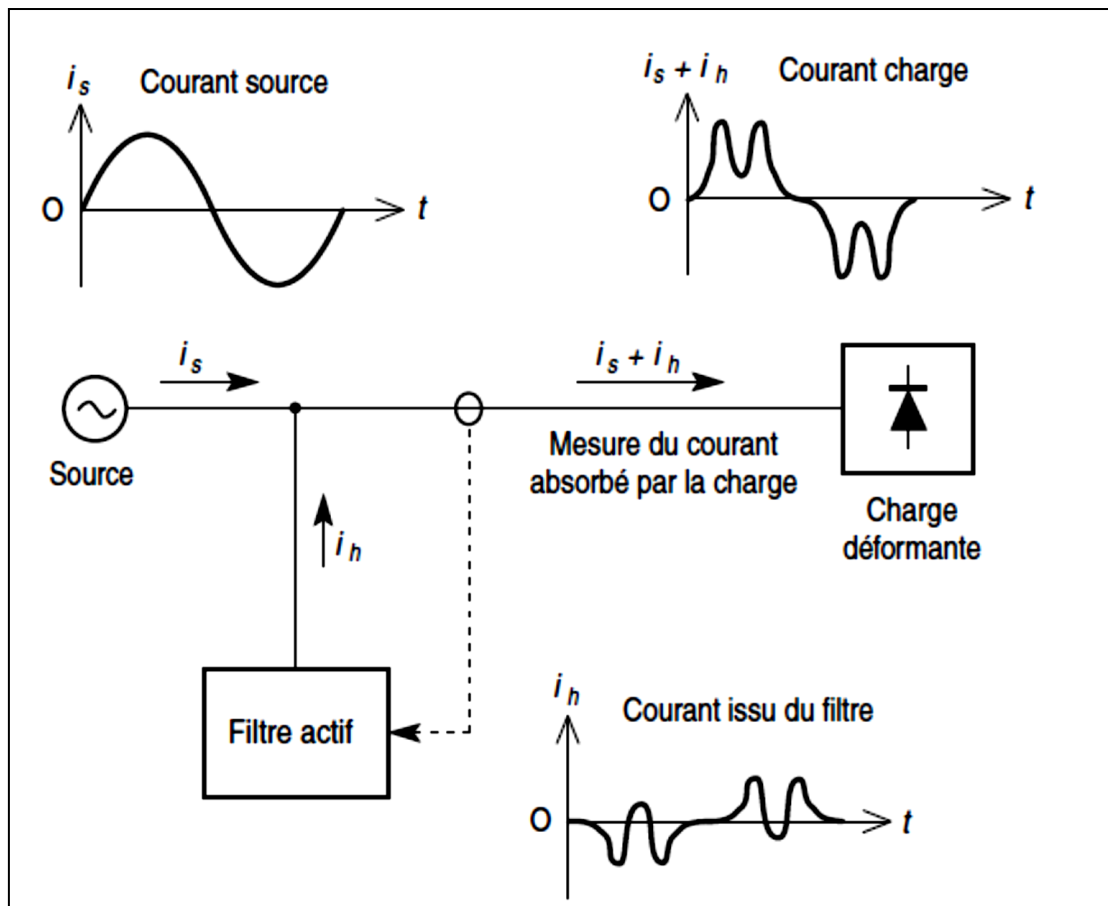


Figure IV-9 : Principe de filtre actif.

Le filtrage actif constitue une solution intéressante pour la dépollution des réseaux industriels. Cet équipement, intégrant des technologies d'électronique de puissance à commutation rapide, est capable de s'adapter automatiquement aux valeurs des rangs harmoniques présents sur le réseau électrique de l'installation. D'autre part, ce dispositif n'affecte pas les caractéristiques d'impédance du réseau ou de résonance de celui-ci.

Plusieurs structures peuvent être envisagées

- ✓ Filtre parallèle (filtrage des courants)
- ✓ Filtre série (filtrage des tensions)
- ✓ Filtrage hybride (UPQC : Unified Power Quality Converter)



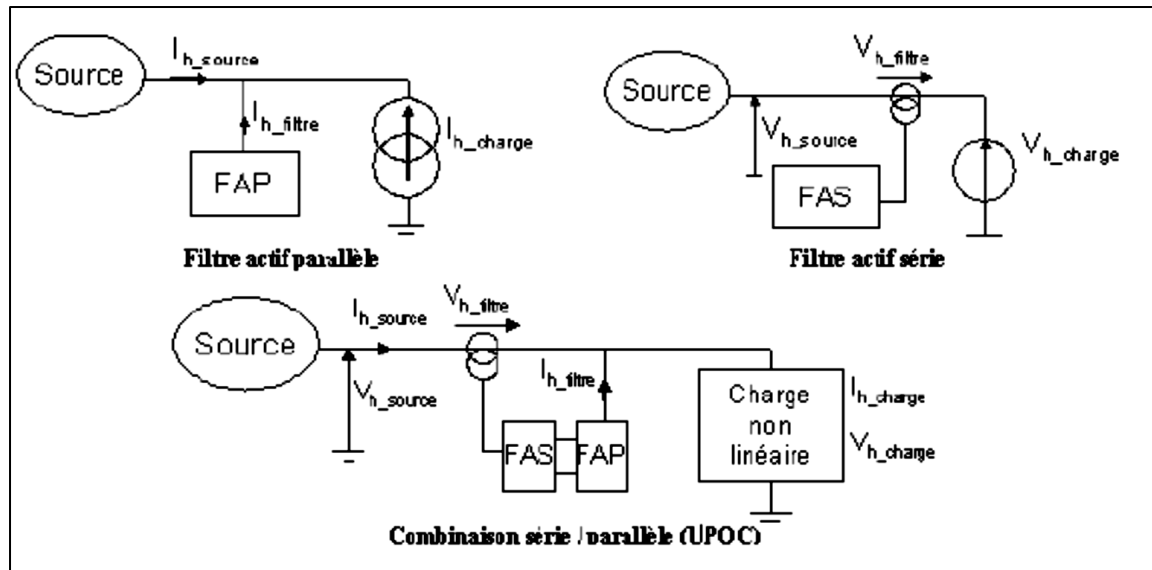


Figure IV-10 : Différents structures du filtre actif.

#### IV.2.2.1. Dimensionnement d'un filtre actif

Pour dimensionner un filtre actif il faut prendre en considération:

- 1- Choix de l'élément de stockage du bus continu.
- 2- Valeurs de ( $C_{DC}$  et  $V_{DC}$ ) impactent sur la dynamique et la qualité de compensation.
- 3- Choix des éléments de filtrage ( $L_f$ ,  $C_f$ ) compromis a trouvé entre les harmoniques haute fréquence et la dynamique des courants.

$$\begin{cases} V_{DC} > 2\sqrt{2} (E + L_f \omega \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (h I_h)^2}) \\ C_{DC} \min = \frac{S}{6 \omega V_{DC} \Delta V_{DC}} \end{cases} \quad (IV-17)$$

$$\begin{cases} L_f \min = \frac{T V_{DC}}{8 \Delta I_{max}} \\ L_f \max = \frac{V_{DC} - 2\sqrt{2} E}{2\sqrt{2} \omega \sum_{h=0}^{\infty} h I_h} \end{cases} \quad (IV-18)$$

Avec

$T$  : Fréquence de commutation.

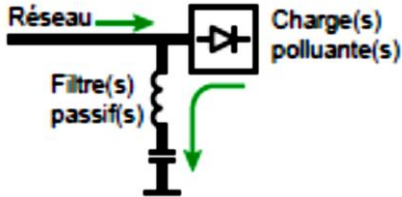
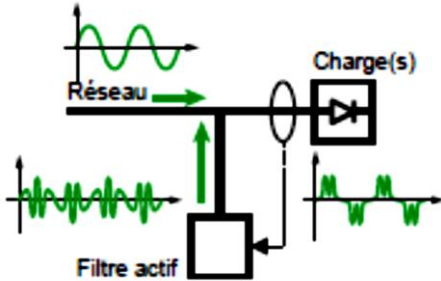
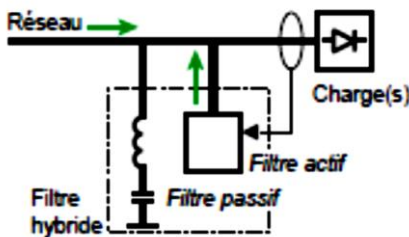
$E$  : Tension simple efficace du réseau.

$S$  : Puissance apparente du filtre.

$\Delta V_{DC}$  et  $\Delta I_{max}$  : Ondulation de  $V_{DC}$  et  $I_{res}$ .

- 4- Mode de précharge de la capacité du bus continu.
- 5- Bande-passante des correcteurs de courant : plage de fréquences des harmoniques à éliminer.

Tableau IV-2 : Principes et caractéristiques du filtrage passif, actif et hybride

Filtre	Principes	Caractéristiques
Passif	<p>Dérivation par un circuit LC accordé pour chaque fréquence harmonique à éliminer.</p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Pas de limites en courant harmonique.</li> <li>■ Compensation d'énergie réactive assurée.</li> <li>■ Élimination d'un ou plusieurs rangs harmoniques (habituellement : 5, 7, 11). Un filtre pour un ou deux rangs à compenser.</li> <li>■ Risque d'amplification des harmoniques en cas de modification du réseau.</li> <li>■ Risque de surcharge par pollution extérieure.</li> <li>■ Filtre « réseau » (global).</li> <li>■ Étude au cas par cas.</li> </ul>
Actif	<p>Génération d'un courant annulant tous les harmoniques créés par la charge.</p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Solution bien adaptée au filtrage « machine » (local).</li> <li>■ Filtrage sur une large bande de fréquences (élimination des harmoniques des rangs 2 à 25).</li> <li>■ Auto adaptatif : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modification du réseau sans influence.</li> <li>• S'adapte à toutes variations de charge et de spectre harmonique.</li> <li>• Solution évolutive et souple en fonction de chaque type de charge.</li> </ul> </li> <li>■ Étude simplifiée.</li> </ul>
Hybride		<p>Cumule les avantages des solutions de filtrage passif et actif et couvre un large domaine de puissance et de performances :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Filtrage sur une large bande de fréquences (élimination des harmoniques des rangs 2 à 25).</li> <li>■ Compensation d'énergie réactive.</li> <li>■ Grande capacité de filtrage en courant.</li> <li>■ Bonne solution technico-économique pour un filtrage « réseau ».</li> </ul>

### IV.3. Solutions pour minimiser les déséquilibres et les coupures

Dans le cas des courts-circuits, il est impossible de les éliminer complètement, mais on peut essayer de réduire leur quantité et leur durée au maximum :

- Remplacer les lignes aériennes par des lignes souterraines, qui ont une incidence inférieure mais un temps de réparation supérieure.
- Utiliser des conducteurs isolés pour les lignes aériennes.
- Réduction du temps d'élimination de défaut (qui tient compte du temps de détection et d'ouverture du circuit), pour ainsi réduire la durée des perturbations.
- Augmenter le niveau d'isolation pour éviter les courts-circuits produits par les surtensions et la dégradation des isolateurs.

Les solutions pour les déséquilibres consistent à :

- équilibrer les charges monophasées sur les trois phases,
- diminuer l'impédance du réseau en amont des générateurs de déséquilibre en augmentant les puissances des transformateurs et la section des câbles,
- prévoir une protection adaptée des machines,
- utiliser des charges  $L, C$  judicieusement raccordées (montage de Steinmetz).

### VI.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté plusieurs solutions traditionnelles et modernes de dépollution. La solution classique à base de filtres passifs est souvent pénalisée en termes d'encombrement et de résonance. De plus, les filtres passifs ne peuvent pas s'adapter à l'évolution du réseau et aux charges polluantes. L'utilisation des filtres actifs se présente comme une meilleure solution pour tous types de perturbations qui apparaissent dans le réseau électrique.

Le filtre actif parallèle (FAP) peut être installé pour compenser toutes les perturbations de courant comme les harmoniques et la puissance réactive. Le filtre actif série (FAS) peut être installé pour compenser toutes les perturbations de tension comme les harmoniques et les creux de tension. La combinaison parallèle-série actifs (UPQC) est la solution universelle pour compenser toutes les perturbations en courant et en tension.

D'autres solutions de dépollution consistent à associer des filtres actifs et passifs pour trouver un compromis entre l'efficacité de compensation et le coût. Ces solutions peuvent être des solutions très prometteuses.

---

---

**CHAPITRE V : Filtre actif parallèle de  
puissance (FAP), principe, stratégie de  
commande et dimensionnement**

---

---

## V.1. Introduction

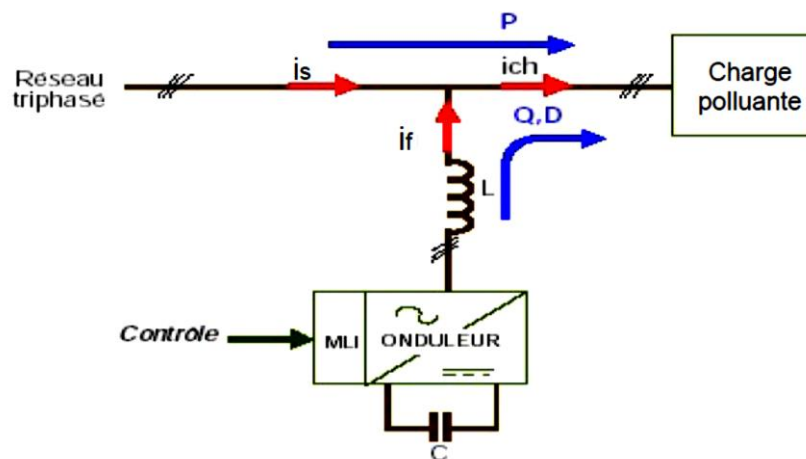
Afin de réduire les harmoniques au niveau du réseau électrique, nous proposons dans ce chapitre le filtrage actif parallèle, par les avantages qu'il représente, tel que l'adaptation aux variations de la charge polluante.

Le filtre actif parallèle est un onduleur de tension à modulation de largeur d'impulsions, il injecte dans le réseau des courants harmoniques égaux et en opposition de phase à ceux absorbés par la charge polluante. Cette structure a pour vocation d'éliminer de façon active tout ou une partie des harmoniques de courant.

Dans ce chapitre nous étudierons la structure générale, les différentes stratégies de commande de l'onduleur de tension et le dimensionnement du filtre actif parallèle.

## V.2. Principe de filtrage actif parallèle de puissance

Le schéma de principe du filtre actif parallèle est représenté sur la figure V-1, il doit fournir la puissance déformante et la puissance réactive. Ainsi, le réseau fournit uniquement la puissance active.



*Figure V-1: Principe du filtre actif parallèle.*

Pour cela, le circuit de contrôle, en agissant sur la commande MLI, doit imposer la valeur instantanée du courant débité par l'onduleur de telle sorte que le courant fourni par le réseau soit sinusoïdal et en phase avec la tension simple correspondante.

Dans le cas général, le courant absorbé par la charge comporte une composante active ( $i_{chact}$ ), une composante réactive ( $i_{chréat}$ ) et une composante harmonique.

$$i_{ch} = i_{chact} + i_{chréat} + \sum_{n=1}^{\infty} i_{chn} \quad (V-1)$$

Le compensateur actif ne peut absorber ou fournir de la puissance active puisqu'il ne comporte pas de source active.

D'après la première loi de Kirchoff, le courant fourni par la source est égale à :

$$i_s = i_{ch} - i_f \quad (V-2)$$

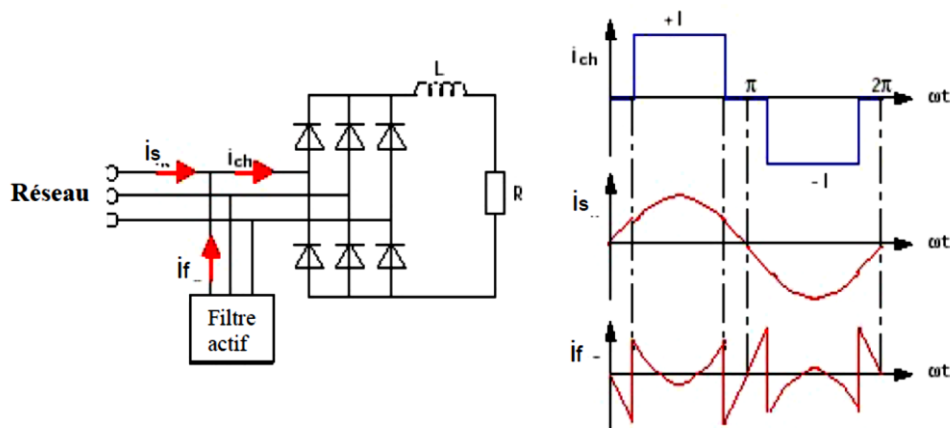
La source fournit la puissance active absorbée par la charge :

$$i_s = i_{ch} \quad (V-3)$$

Le filtre actif parallèle fournit la puissance réactive et déformante :

$$i_f = i_{chréact} + \sum_{n=1}^{\infty} i_{chn} \quad (V-4)$$

Pour illustrer le principe de filtrage actif, considérons l'ensemble réseau électrique, charge polluante et filtre actif (figure V-2). La charge polluante est constituée d'un pont triphasé à diodes débitant sur un circuit RL.

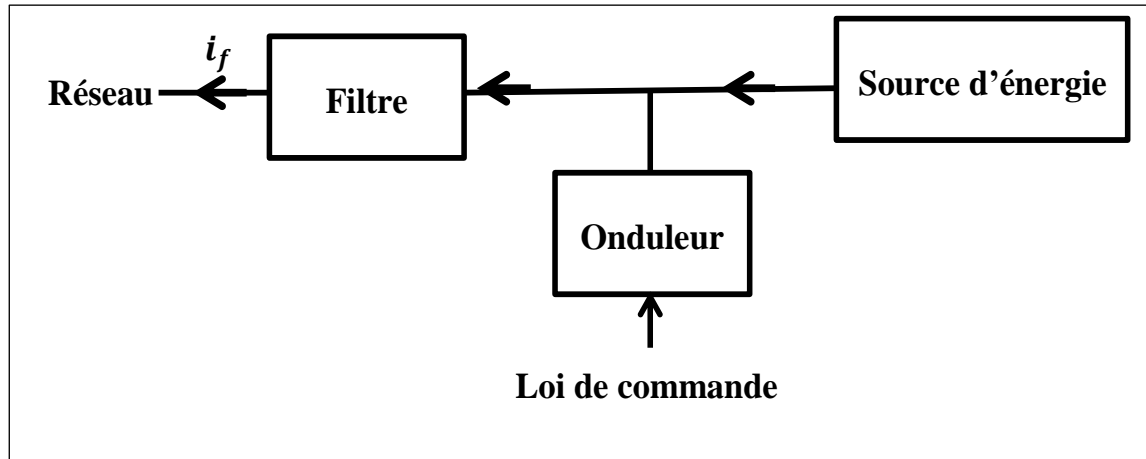


*Figure V-2: Principe de l'ensemble réseau électrique, charge polluante et filtre actif et formes d'ondes des courants respectifs.*

Alors que le courant absorbé par la charge polluante est non sinusoïdal, le filtre actif injecte un courant de telle manière que le courant absorbé par le réseau doit être sinusoïdal.

### **V.3. Structure du filtre actif parallèle**

Les filtres actifs sont constitués de deux parties distinctes: une partie puissance, une partie commande (figure V-3). La première se compose d'un onduleur, d'un filtre de couplage au réseau et d'une source d'énergie. Ces deux derniers déterminent la nature du filtre actif. Il peut être à structure tension ou courant suivant qu'il est réalisé à l'aide d'un onduleur de tension ou de courant.



- La partie puissance est constituée :
  - ❖ d'un onduleur à base d'interrupteurs de puissance, commandables à l'ouverture et à la fermeture (GTO, IGBT, MOSFET, etc....) avec des diodes en antiparallèle.
  - ❖ d'un circuit de stockage d'énergie.
  - ❖ d'un filtre de sortie.
- La partie commande est constituée :
  - ❖ de la méthode d'identification des courants perturbés.
  - ❖ de la régulation de la tension continue appliquée aux éléments de stockage d'énergie.
  - ❖ de la régulation du courant injecté sur le réseau à partir de l'onduleur de tension.
  - ❖ de la commande de l'onduleur de tension.

### **V.3.1. Etude de la partie puissance**

#### ➤ **Onduleur de tension**

L'onduleur de tension connecté en parallèle au réseau est illustré par la figure (V-4). La capacité  $C_f$  joue le rôle d'une source de tension continue. La tension à ses bornes  $V$  doit être positive et maintenue quasiment constante. Ses fluctuations doivent être faibles d'une part pour ne pas dépasser la limite en tension des semi-conducteurs constituant les interrupteurs, d'autre part pour ne pas dégrader les performances du filtre actif.

L'onduleur de tension est relié au réseau par l'intermédiaire d'un filtre du premier ordre constitué d'une inductance  $L_f$ . Deux rôles sont dévolus à ce filtre: d'une part transformer les variations de tension  $V_f$  en variations de courant, d'autre part filtrer les fréquences de commutation des bras d'onduleur.

Les interrupteurs de l'onduleur sont réversibles en courant. Ils sont constitués de semi-conducteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture en antiparallèle avec une diode.

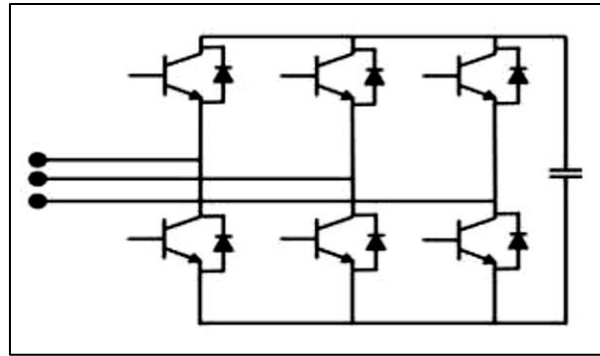


Figure V-4 : Onduleur de tension.

### ➤ Onduleur de courant

La figure (V-5) représente le schéma de principe d'un onduleur de courant. L'inductance joue le rôle d'une source de courant continu. Le courant  $i_L$  traversant cette inductance est maintenu quasiment constant pour ne pas dégrader les performances du filtre actif.

L'onduleur de courant est relié au réseau par l'intermédiaire d'un filtre passe-bas du second ordre constitué d'une inductance  $L_f$  et d'une capacité  $C_f$ . Ainsi le courant  $i_f$  du filtre actif est égal au courant délivré par l'onduleur filtré par le filtre LC dont la fréquence propre est

$\frac{1}{2\pi\sqrt{L_f C_f}}$ . La bande passante du filtre actif est donc essentiellement imposée par le choix de  $L_f$

et de  $C_f$ . Ceux-ci peuvent être dimensionnés de manière à atténuer la fréquence de commutation des interrupteurs de l'onduleur.

Les interrupteurs sont unidirectionnels. Ils sont formés par des transistors commandés à l'ouverture et à la fermeture. Ceux-ci ne pouvant supporter de tension inverse, ils nécessitent une diode en série.

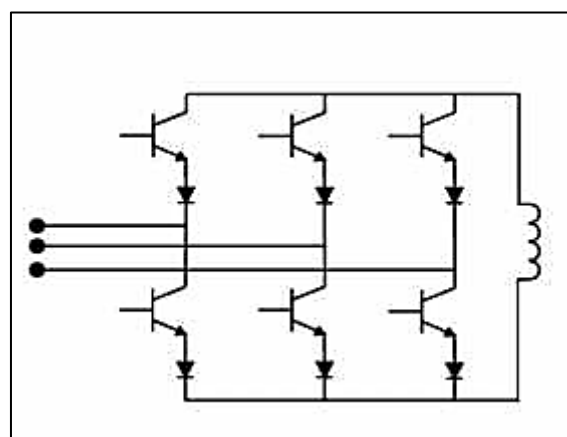


Figure V-5 : Onduleur de courant.



➤ **Comparaison des deux structures**

❖ **Dimensionnement des circuits de stockage**

Pour les faibles puissances, le stockage de l'énergie dans un condensateur (structure tension) est plus efficace et moins coûteux. En revanche, pour les fortes puissances une inductance (structure courant) est plus adaptée.

❖ **Protection contre les surtensions et surintensité**

Les interrupteurs constituant un onduleur de tension doivent être protégés contre les surintensités tandis qu'un onduleur de courant nécessite une protection contre les surtensions. Cette dernière est plus complexe à réaliser technologiquement.

Ainsi, pour des installations de faible ou de moyenne puissance, la structure tension semble mieux adaptée et plus simple à réaliser. Par conséquent, nous avons retenu cette structure par la suite.

### **V.3.2. Etude de l'onduleur de tension**

Un onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion continue/alternative à partir d'une source de tension continue, on peut obtenir à la sortie une tension alternative.

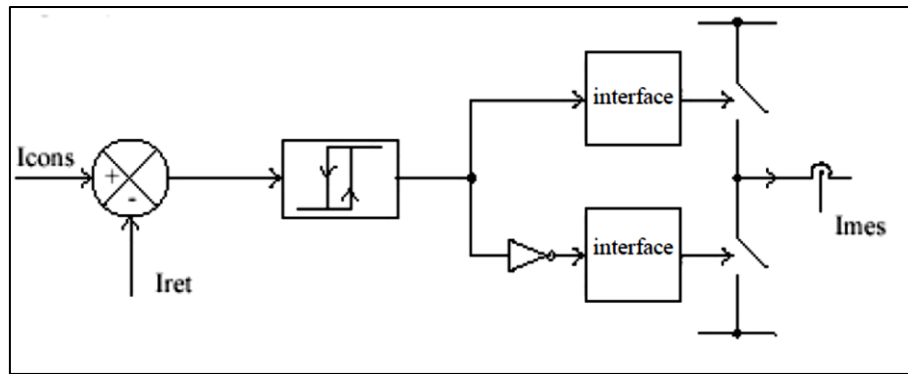
Donc, il est possible de produire à la sortie du convertisseur une tension alternative, par une séquence de commande adéquate des interrupteurs. Cette tension peut comporter un ou plusieurs créneaux par alternance suivant qu'il s'agit d'une commande à un créneau par alternance, ou d'une commande de modulation de largeur d'impulsions (MLI).

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

- ✓ la commande par hystérésis
- ✓ la commande par modulation de largeur d'impulsions.

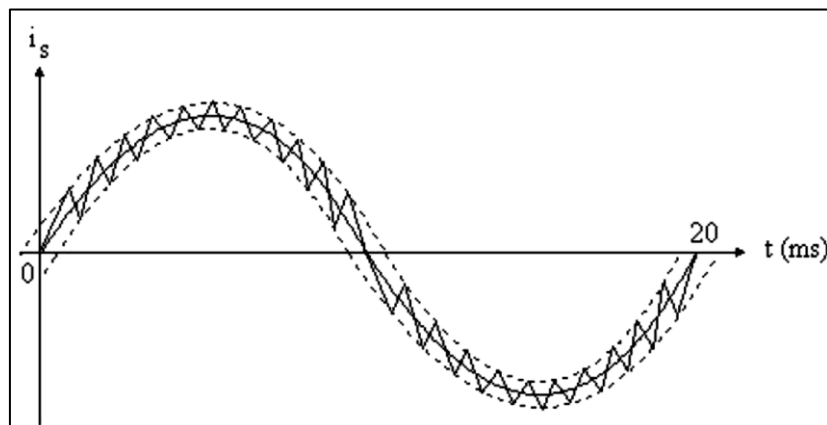
#### **a) Commande par hystérésis**

La commande par hystérésis, appelée aussi commande en tout ou rien, est une commande non linéaire qui utilise l'erreur existant entre le courant de référence et le courant produit par l'onduleur, cette erreur est comparée à un gabarit appelé bande d'hystérésis, comme le montre la figure (V-6).



*Figure V-6 : Principe de la commande des courants par hystérésis.*

Dès que l'erreur atteint la bande inférieure ou supérieure (figure V-7), un ordre de commande est envoyé de manière à rester à l'intérieur de la bande. La simplicité est le principal avantage de cette technique. En revanche, les commutations évoluant librement à l'intérieur de la bande d'hystérésis, on ne peut pas maîtriser correctement le spectre haute fréquence dû aux fréquences de commutations.



*Figure V-7 : Commande par hystérésis.*

Ce problème peut être résolu par une autre stratégie de commande qui peut être proposée à savoir la commande par hystérésis modulée. Mais dans cette stratégie de commande, il est difficile de définir la largeur de la bande de l'hystérésis.

### **b) Commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI)**

Pour résoudre les problèmes précédents, nous introduisons une deuxième famille de commande de l'onduleur : la technique de commande par MLI, qui résout le problème de la maîtrise de la fréquence de commutation, dont le schéma de principe est donné par la figure (V-8).

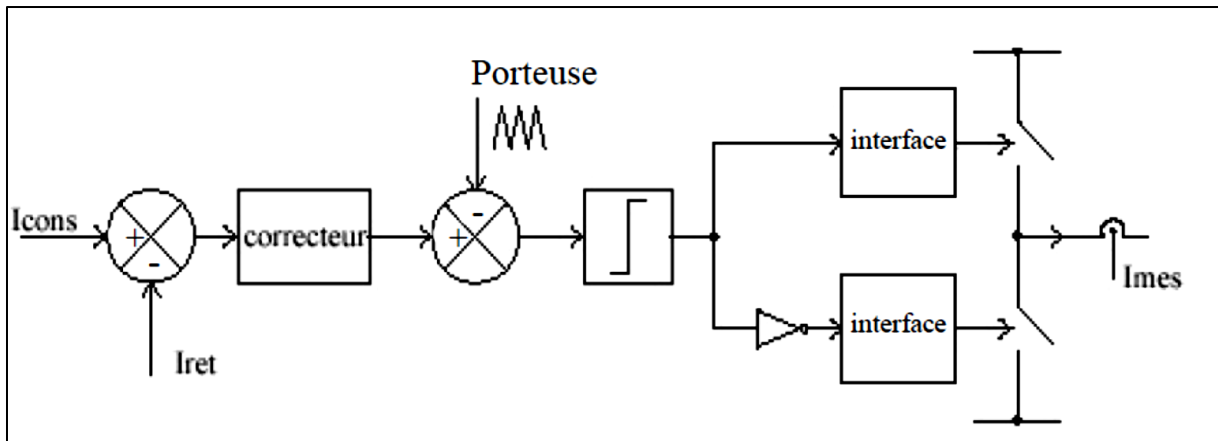


Figure V-8 : Principe de commande des courants par MLI.

La plus simple et la plus connue des modulations de largeur d'impulsion est sans doute la MLI à échantillonnage naturel, comme le montre la figure (V-9).

Cette technique de commande met en œuvre d'abord un régulateur qui détermine la tension de référence de l'onduleur à partir de l'écart entre le courant mesuré et sa référence. Cette dernière est ensuite comparée avec un signal triangulaire (porteuse à fréquence élevée fixant la fréquence de commutation). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs.

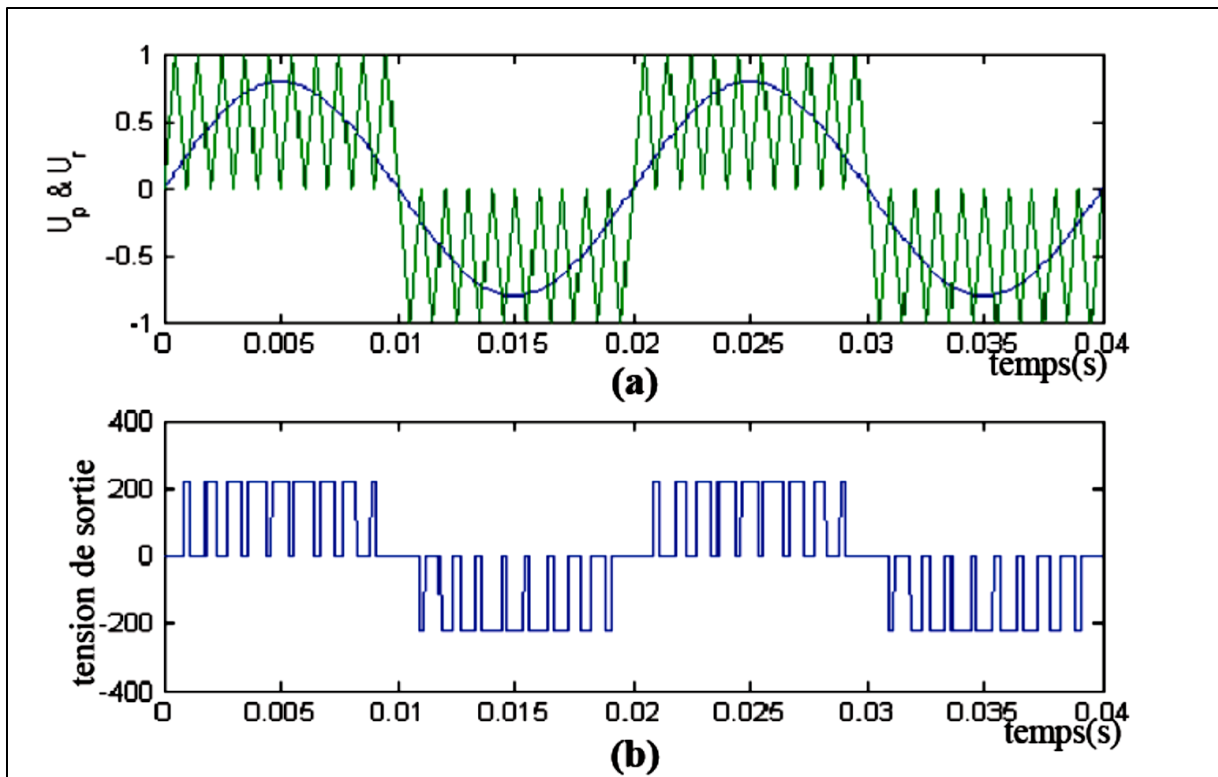


Figure V-9 : Commande par modulation de largeur d'impulsions  
 (a) signal de référence et de porteuse,  
 (b) tension de sortie.

D'autres techniques de MLI existent également dans la littérature comme la MLI à échantillonnage régulier où on peut distinguer deux méthodes :

- La MLI à échantillonnage régulier symétrique où la référence est échantillonnée à chaque période de la porteuse.
- La MLI à échantillonnage régulier asymétrique où la référence est échantillonnée à la demi-période de la porteuse.

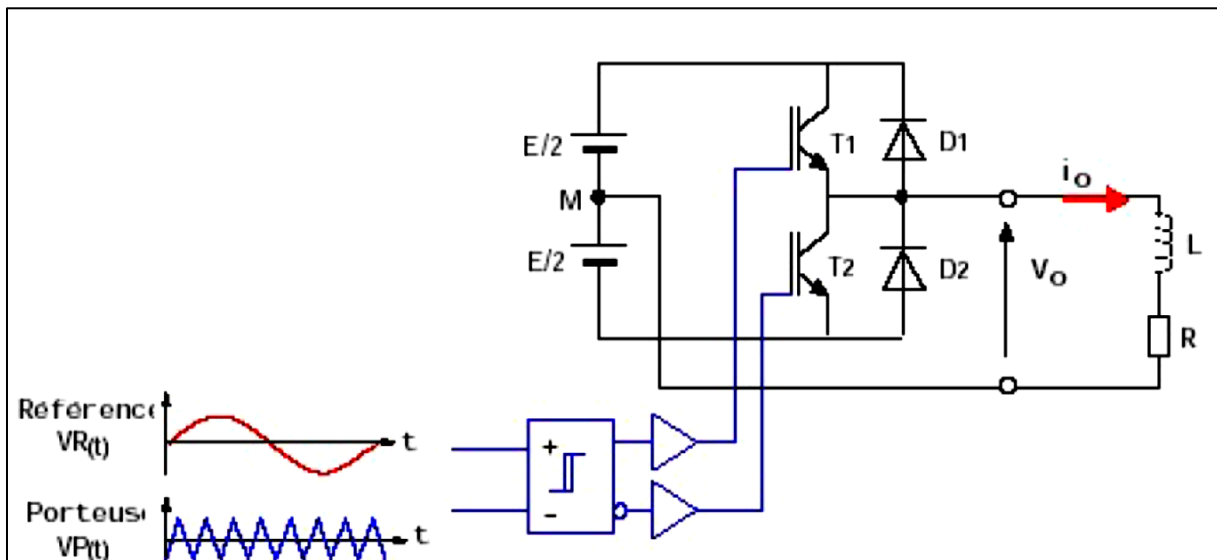
Plus récemment, nous avons vu apparaître une technique de commande, dite commande à modulation vectorielle. Cette dernière diffère des techniques présentées précédemment par le fait qu'elle ne s'appuie pas sur des modulations appliquées à chacun des interrupteurs.

### c) Principe de la commande MLI sinus-triangle

Le signal de commande des interrupteurs est généré à partir de la comparaison du signal de référence sinusoïdal de fréquence  $f_r=1/T_r$  et du signal de modulation triangulaire ou porteuse de fréquence  $f_p = 1/T_p$  (figure V-10).

Deux paramètres principaux caractérisent la commande à MLI:

- L'indice de modulation :  $m = f_p/f_r$ , avec  $m \gg 1$ .
- Le coefficient de réglage :  $r = V_{rmax} / V_{pmax}$ , Généralement  $r$  est compris entre zéro et un.



*Figure V-10 : Principe de l'onduleur monophasé commandé par MLI sinus-triangle.*

## V.4. Stratégie de commande du filtre actif parallèle

Afin de commander le filtre actif parallèle, nous devons d'abord identifier les courants harmoniques de la charge polluante, qui servent en effet comme référence du filtre actif parallèle. Donc, la stratégie de commande du FAP se base sur la détection des courants

perturbateurs dans le domaine temporel. Trois possibilités d'identification des courants perturbateurs peuvent être utilisées :

- ❖ Identification à partir de la détection du courant de la charge polluante.
- ❖ Identification à partir de la détection du courant de la source.
- ❖ Identification à partir de la détection de la tension de la source.

Les différentes méthodes d'identification de courant perturbateur peuvent être regroupées en deux familles :

La première famille utilise la transformée de Fourier rapide dans le domaine fréquentiel, pour extraire les harmoniques de courant. Cette méthode est bien adaptée aux charges où le contenu harmonique varie lentement. Elle donne aussi l'avantage de sélectionner les harmoniques individuellement. Il est à noter que cette méthode nécessite une grande capacité de calcul.

La deuxième famille est basée sur le calcul des puissances instantanées dans le domaine temporel. Certaines de ces méthodes se basent sur le calcul des puissances harmoniques de la charge non linéaire. D'autres peuvent être utilisées pour compenser à la fois les courants harmoniques et la puissance réactive, en se basant sur la soustraction de la partie fondamentale active du courant total.

Récemment, des nouvelles méthodes d'identification donnent le choix de compenser un, plusieurs ou voire même tous les types de courants perturbateurs. En effet, en se basant sur la régulation de la tension continue et sur celles du réseau électrique aux points de raccordement, nous pouvons compenser à la fois tous les courants perturbateurs, tout en offrant la possibilité de réguler la tension de la charge. Cette méthode, qui ne peut être implantée que numériquement, ne garantit pas une compensation parfaite de la puissance réactive, de même que la régulation de tension n'assure pas toujours une bonne qualité à la tension de la charge.

Une autre méthode, appelée méthode de détection synchrone, reposant sur la transformée de Park. Cette méthode se base essentiellement sur le calcul de la pulsation fondamentale obtenue par une PLL. Cela exige une précision parfaite du calcul de cette pulsation afin de ne pas avoir des courants identifiés erronés.

Enfin, la méthode d'identification la plus utilisée est celle appelée méthode des puissances réelles et imaginaires instantanées. Nous avons retenu cette méthode d'identification pour le reste de ce cours. En effet, afin de pouvoir compenser les courants harmoniques, les courants déséquilibrés et la puissance réactive conjointement ou individuellement, cette méthode nous a semblé la mieux appropriée.

## V.5. Méthode des puissances réelles et imaginaires instantanées

Pour générer les courants de références, la méthode d'identification la plus souvent utilisée est la méthode des puissances réelles et imaginaires instantanées. Celle-ci offre l'avantage de choisir la perturbation à compenser avec précision, rapidité et facilité d'implantation. Cette méthode est souvent utilisée pour compenser les courants harmoniques et la puissance réactive.

### V.5.1. Généralités sur les puissances instantanées

En présence des harmoniques, la puissance apparente est composée de trois parties: active  $P$ , réactive  $Q$  et déformante  $D$  comme le montre la relation (V-5).

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (\text{V-5})$$

Cette méthode exploite la transformation  $\alpha\text{-}\beta$  pour obtenir les puissances réelles et imaginaires. Notons par  $(V_\alpha, V_\beta)$  et  $(I_\alpha, I_\beta)$  les composantes orthogonales du repère  $\alpha\text{-}\beta$  associées respectivement aux tensions de raccordement du filtre actif parallèle ( $V_s$ ) et aux courants absorbés par les charges polluantes ( $I_s$ ). La transformation triphasée  $\alpha\text{-}\beta\text{-}0$  permet d'exprimer les tensions par la relation (V-6) :

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & \frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{s1} \\ V_{s2} \\ V_{s3} \end{bmatrix} \quad (\text{V-6})$$

Et les courants par la relation (V-7) :

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & \frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{s1} \\ I_{s2} \\ I_{s3} \end{bmatrix} \quad (\text{V-7})$$

Les composantes indicées ( $0$ ) représentent les séquences homopolaires du système de courant et de tension triphasé.

La puissance active instantanée  $P(t)$ , est définie par la relation (V-8):

$$\begin{cases} P(t) = V_{s1} I_{s1} + V_{s2} I_{s2} + V_{s3} I_{s3} = P(t) + P_0(t) \\ P(t) = V_\alpha I_\alpha + V_\beta I_\beta \\ P_0(t) = V_0 I_0 \end{cases} \quad (\text{V-8})$$

avec

$P(t)$  : Puissance réelle instantanée,

$P_0(t)$  : Puissance homolaire instantanée.

L'avantage de la transformation  $\alpha\text{-}\beta\text{-}0$  est la séparation des séquences homopolaires du système triphasé de courant ou de tension. De la même manière, la puissance imaginaire instantanée peut s'écrire sous la forme suivante :

$$q(t) = -\frac{1}{\sqrt{3}}[(V_{s1} - V_{s2})I_{s3} + (V_{s2} - V_{s3})I_{s1} + (V_{s3} - V_{s1})I_{s2}] = V_{\alpha} I_{\beta} - V_{\alpha} I_{\beta} \quad (\text{V-9})$$

A partir des relations (V-8) et (V-9), nous pouvons établir la relation matricielle (V-10) :

$$\begin{bmatrix} P \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{\alpha} & V_{\beta} \\ -V_{\beta} & V_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{\alpha} \\ I_{\beta} \end{bmatrix} \quad (\text{V-10})$$

Dans le cas général, chacune des puissances p et q comporte une partie continue et une partie alternative, ce qui nous permet d'écrire l'expression (V-11) :

$$\begin{cases} P = \bar{P} + \tilde{P} \\ q = \bar{q} + \tilde{q} \end{cases} \quad (\text{V-11})$$

avec

$\bar{P}$  : Puissance continue liée à la composante fondamentale active du courant et de la tension.

$\bar{q}$  : Puissance continue liée à la composante fondamentale réactive du courant et de la tension.

$\tilde{P}$  et  $\tilde{q}$  : Puissances alternatives liées à la somme des composantes perturbatrices du courant et de la tension.

### V.5.2. Calcul des courants perturbateurs

En inversant la relation (V-10), nous pouvons déterminer les courants dans le repère  $\alpha\text{-}\beta$  comme le montre l'équation (V-12) :

$$\begin{bmatrix} I_{\alpha} \\ I_{\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{V_{\alpha}^2 + V_{\beta}^2} \begin{bmatrix} V_{\alpha} & -V_{\beta} \\ V_{\beta} & V_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ q \end{bmatrix} \quad (\text{V-12})$$

En considérant les équations (V-11) et (V-12), nous pouvons décomposer le courant dans le repère  $\alpha\text{-}\beta$  en trois composantes, active et réactive à la fréquence fondamentale et les harmoniques. Ceci conduit à:

$$\begin{bmatrix} I_{\alpha} \\ I_{\beta} \end{bmatrix} = \underbrace{\frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_{\alpha} & -V_{\beta} \\ V_{\beta} & V_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{P} \\ 0 \end{bmatrix}}_{\text{Courant actif}} + \underbrace{\frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_{\alpha} & -V_{\beta} \\ V_{\beta} & V_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \bar{q} \end{bmatrix}}_{\text{Courant réactif}} + \underbrace{\frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_{\alpha} & -V_{\beta} \\ V_{\beta} & V_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{P} \\ \tilde{q} \end{bmatrix}}_{\text{Courants harmoniques}} \quad (\text{V-13})$$

avec

$\Delta = V_{\alpha}^2 + V_{\beta}^2$  supposé constant dans l'hypothèse d'une tension sinusoïdale équilibrée du réseau électrique.

Cette expression montre que l'identification des différentes composantes du courant dans le repère  $\alpha\text{-}\beta$  revient à séparer les termes continus des puissances réelles et imaginaires instantanées. Les courants perturbateurs triphasés qui représentent les courants identifiés, dits

courants de référence  $I_{réf}$ , sont calculés à partir de la transformation  $\alpha$ - $\beta$  inverse donnée par la relation (V-14) :

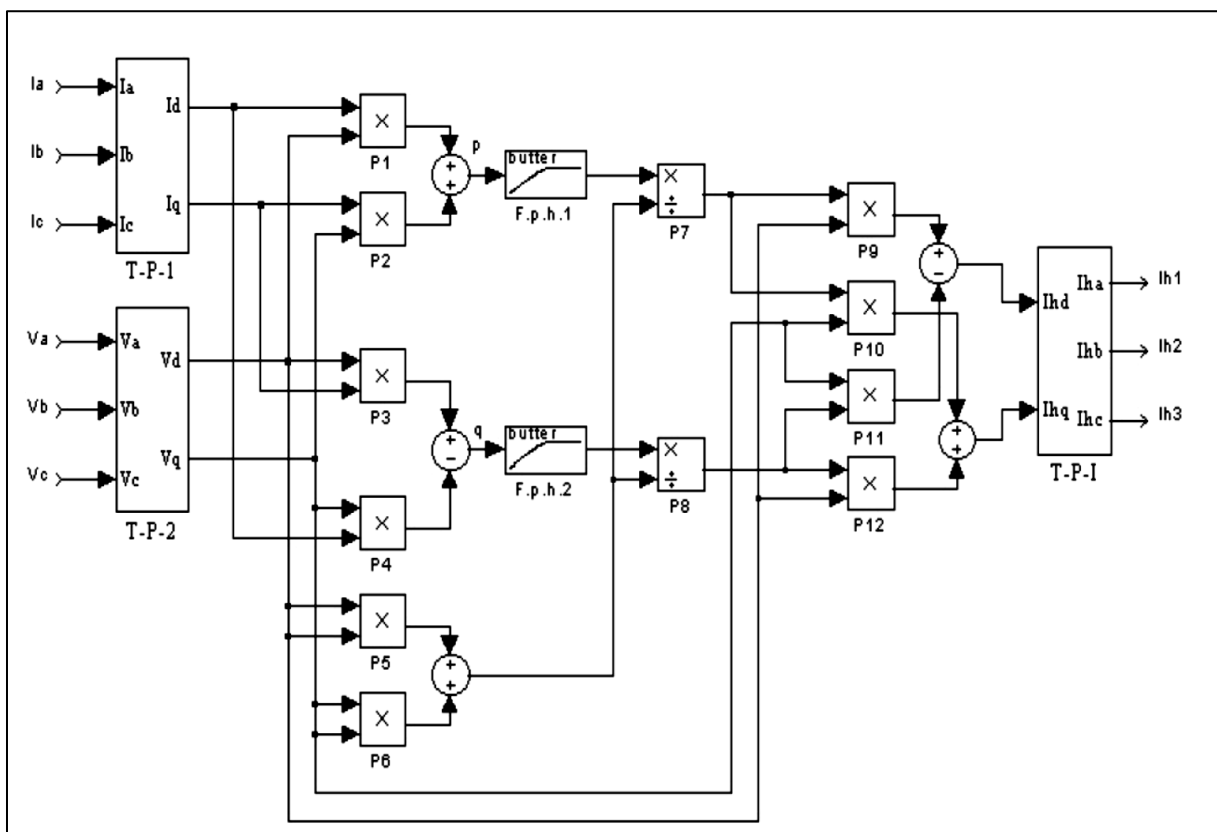
$$\begin{bmatrix} I_{réf1} \\ I_{réf2} \\ I_{réf3} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{\alpha} \\ I_{\beta} \end{bmatrix} \quad (V-14)$$

avec

$I_{\alpha}$ ,  $I_{\beta}$  courants perturbateurs calculés dans le repère  $\alpha$ - $\beta$  à partir des courants réactifs et harmoniques de la relation (V-13).

### V.5.3. Algorithme d'identification

La figure (V-11) illustre les différentes étapes de calcul permettant l'obtention des composantes harmoniques du courant d'une charge non- linéaire.



**Figure V-11 : Algorithme d'identification des courants harmoniques basé sur le calcul des puissances réelles et imaginaires instantanées.**

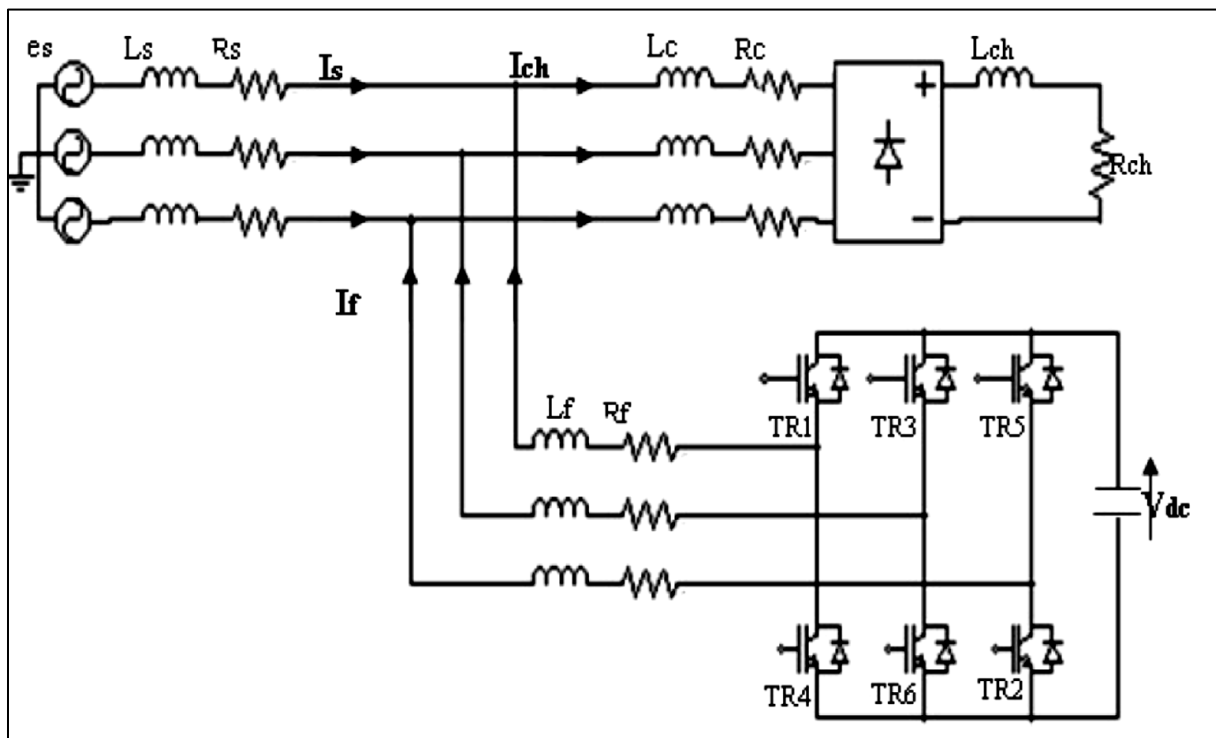
Cette figure représente le schéma de l'algorithme d'identification des courants harmoniques.



Ce dernier est constitué essentiellement, par des blocs de la matrice de transformation ( $\alpha$ - $\beta$ ), des filtres passe haut, permettant d'extraire les composantes continues des puissances, et les différents blocs de calcul des courants harmoniques.

### V.6. Dimensionnement de l'ensemble réseau, filtre actif parallèle et charge polluante

Dans cette partie, nous étudions le dimensionnement du réseau, de la charge polluante et celui du filtre actif parallèle **FAP** (figure V-12). La charge polluante est un pont redresseur triphasé à diodes alimentant une charge **RL** série ou **RC** parallèle et le réseau d'alimentation est un réseau triphasé de tension (220/380 V, 50 Hz) de puissance nominale apparente de 400 KVA.



*Figure V-12 : Schéma de l'ensemble réseau, charge polluante et filtre actif parallèle.*

#### ✓ Réseau électrique

Le réseau électrique est représenté par un poste de transformation représenté par la f.e.m du réseau, une inductance  $L_s$  et une résistance  $R_s$ .

Si on a

$$\frac{S_{cc}}{S_{ch}} = 30 \quad (V-15)$$

$S_{cc}$  : Puissance apparente de court-circuit du réseau.

$S_{ch}$  : Puissance apparente de la charge non linéaire.

Qui donne une puissance de court-circuit égale à :

$$S_{cc} = 30 \times 400 = 12 \text{ MVA} \quad (\text{V-16})$$

L'importance de l'effet inductif sur l'effet résistif est prise en compte de manière à avoir  $X_s = 10R_s$  (V-17)

Donc

$$Z_s = \frac{3V_s^2}{S_{cc}} = R_s \sqrt{101} \quad (\text{V-18})$$

Ce qui donne

$$R_s = 1.2 \text{ m}\Omega \quad \text{et} \quad L_s = 38.2 \text{ }\mu\text{H} \quad (\text{V-19})$$

#### ✓ Charge polluante

La charge polluante se compose d'une inductance **LC** et d'une résistance **R<sub>c</sub>** et d'un redresseur triphasé en pont à diodes alimentant une charge **RL** série ou une charge **RC** parallèle.

#### • Calcul de l'inductance LC et de la résistance R<sub>c</sub>

Pour notre étude on prend pour l'ensemble réseau, transformateur et câbles des valeurs tel que :

$$Z_t = Z_s + Z_c = 5\% Z_n \quad (\text{V-20})$$

$$R_t = R_s + R_c = 5\% R_n \quad (\text{V-21})$$

$$Z_n = \frac{3V_n^2}{S_n} = 0.363\Omega \quad (\text{V-22})$$

Avec

$Z_n$  : Impédance nominale du réseau

Ce qui donne :

$$R_c = 2.4\text{m}\Omega \quad \text{et} \quad L_c = 19.6 \text{ }\mu\text{H} \quad (\text{V-23})$$

#### • Redresseur triphasé en pont à diodes

La valeur moyenne de la tension à la sortie du redresseur est donnée par l'expression suivante :

$$U_d = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot V_n = 2.34 V_s = 515 \text{ V} \quad (\text{V-24})$$

$$I_d = \frac{S_n}{U_d} = 776 \text{ A} \quad (\text{V-25})$$

La résistance de la charge du redresseur est égale à :

$$R_{ch} = \frac{U_d}{U_a} = 0.66 \Omega \quad (V-26)$$

La tension redressée présente une ondulation de fréquence égale à 300 Hz. Pour obtenir un courant lissé à la sortie du redresseur, il faut que la constante de temps du circuit  $T_{ch} = R_{ch} \cdot L_{ch}$  soit supérieur à  $T_{ond}$ , on prend une inductance avec une valeur égale à :

$$L_{ch} = 2 \text{ mH} \quad (V-27)$$

- **Filtre actif parallèle**

Dans cette partie, nous étudions la puissance apparente du filtre actif parallèle, de manière à évaluer, du point de vue économique, les possibilités de compensation pour tout type de perturbations de courant.

Avant nous devons connaître les valeurs de tension et de courant que doit supporter chaque interrupteur de l'onduleur. Généralement, ces interrupteurs sont choisis pour supporter individuellement la tension continue  $V_{dc}$  et la valeur crête du courant du filtre actif  $I_{inj}$  tout en tenant compte des composantes dues aux découpages.

- **Compensation des courants harmoniques**

La puissance apparente d'une charge non linéaire  $S_{ch}$  est composée de trois termes de puissance : la puissance active  $P_{ch}$ , la puissance réactive  $Q_{ch}$  et la puissance déformante  $D_{ch}$ , comme l'indique l'équation (V-28) :

$$S_{ch} = \sqrt{P_{ch}^2 + Q_{ch}^2 + D_{ch}^2} = 3V_s I_{ch} \quad (V-28)$$

Avec

$V_s$  : Tension du réseau au point de raccordement.

$I_{ch}$  : Courant de la charge non linéaire.

La puissance apparente du filtre actif  $S_f$  compensant le courant harmonique  $I_h$ , injecté par un pont redresseur triphasé à diodes, est donnée par l'équation (V-29) :

$$S_f = \sqrt{D_{ch}^2} = 3V_s I_h \quad (V-29)$$

Le courant harmonique  $I_h$  qui doit être créé par le filtre actif peut s'écrire de la façon suivante :

$$I_h = \sqrt{I_s^2 - I_{1ch}^2} \quad (V-30)$$

avec

$I_{1ch}$  : Courant fondamental consommé par la charge non linéaire.

Le courant fondamental et le courant de la charge peuvent être exprimés en fonction du courant direct de la charge non linéaire  $I_{ch}$ , comme suite :

$$I_s = \sqrt{\frac{2}{3}} I_{ch} \quad (V-31)$$

$$I_{1ch} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_{ch} \quad (V-32)$$

Lorsque la charge non linéaire est composée d'un redresseur triphasé à thyristors alimentant une charge RL série, le courant de la charge dépend de l'angle de retard  $\alpha$ , comme le montre l'équation (V-33).

$$I_{ch\alpha} = \frac{U_{ch}}{R_{ch}} \cos \alpha = I_{ch} \cos \alpha \quad (V-33)$$

- **Calcul du système de stockage d'énergie**

Le stockage de l'énergie du côté continu se fait souvent par un système de stockage capacitif représenté par un condensateur  $C_{dc}$  qui joue le rôle d'une source de tension continue  $V_{dc}$ . Le choix des paramètres du système de stockage ( $V_{dc}$  et  $C_{dc}$ ) se répercute sur la dynamique et sur la qualité de compensation du filtre actif parallèle. En effet, une tension  $V_{dc}$  élevée améliore la dynamique du filtre actif. De plus, les ondulations de la tension continue  $V_{dc}$ , causées par les courants engendrés par le filtre actif et limitées par le choix de  $C_{dc}$ , peuvent dégrader la qualité de compensation du filtre actif parallèle. Ces fluctuations sont d'autant plus importantes que l'amplitude du courant du filtre est grande et que sa fréquence est faible.

La tension continue  $V_{dc}$  doit être assez élevée pour améliorer la commandabilité du filtre actif, tout en respectant la tension de seuil des interrupteurs. En respectant ce compromis, on opte pour une tension continue :

$$V_{dc} = 800 \text{ V}$$

La capacité du condensateur est choisie pour minimiser l'ondulation de la tension continue  $V_{dc}$ . En utilisant la relation (V-34), on obtient une capacité de :

$$C_{dc} = \frac{V_s \max \Delta I_{ch} T}{V_{f \text{ réf}}^2 - V_{f \text{ réf}}^2} \quad (V-34)$$

$$C_{dc} = 4000 \mu F$$

- **Calcul du filtre de découplage**

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 :

- ❖ Assurer la dynamique du courant :

$$\frac{d}{dt} I_{h-ch} = \frac{d}{dt} I_{inj} \quad (V-35)$$

Avec

$I_{h-ch}$  : Courant harmonique de la charge,

$I_{inj}$  : Courant injecté par le filtre actif.

- ❖ Empêcher les composantes dues aux commutations de se propager sur le réseau électrique

Le filtre de sortie est composé d'une inductance  $L_f$  de résistance interne  $R_f$ , il ne permet pas de satisfaire simultanément les deux critères de dimensionnement du filtre de sortie. En effet, seule une valeur relativement faible de  $L_f$  peut réaliser une bonne dynamique du filtre actif en satisfaisant l'équation (V-34). Malheureusement, une valeur faible de  $L_f$  permet à la majorité des composantes dues aux commutations de se retrouver côté réseau et par conséquent d'affecter les installations et les équipements électriques. Inversement, une valeur relativement élevée de  $L_f$  va empêcher ces composantes de se propager sur le réseau électrique mais affectera la dynamique du filtre actif et dégradera alors la qualité de compensation.

Le bon dimensionnement du filtre de sortie du premier ordre dépendra donc du compromis à trouver entre la dynamique et l'efficacité du filtre actif parallèle.

Dans notre cas, le filtre actif est un onduleur de tension, les tensions générées par celui-ci sont sous forme d'impulsions et causent des ondulations de courants. Ces ondulations sont difficiles à atténuer par l'augmentation de  $L_f$ , car on est obligé d'augmenter la tension continue  $V_{dc}$  afin de conserver les performances du filtre actif. En utilisant la relation (V-36), on obtient une inductance de :

$$L_f = \left( \frac{|V_s| - |V_{dc}|}{di_L} \right) dt \quad (V-36)$$

$$L_f = 150 \mu F \text{ et } R_f = 5 m\Omega$$

## V.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté le principe de fonctionnement du filtre actif parallèle de puissance, la structure générale du FAP, les différentes stratégies de commande de l'onduleur de tension et le dimensionnement de l'ensemble réseau, charge polluante et filtre actif parallèle.

---

**Bibliographies**

- [1] A. Baghini, "*Handbook of power quality*": John Wiley & Sons, 2008.
- [2] S. Bhattacharyya, J. Myrzik, and W. Kling, "*Consequences of poor power quality-an overview*," in *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, 2007, pp. 651-656.
- [3] M. H. Bollen, "*Understanding power quality problems*," in *Voltage sags and Interruptions*, ed: IEEE press Piscataway, NJ, USA, 2000.
- [4] J. Driesen, "*Guide to quality of electrical supply for industrial instalations, Part III Power Quality: Harmonics*," *KU Leuven, UIE*, 2005.
- [5] U. Dwivedi, D. Shakya, and S. Singh, "*Power quality monitoring and analysis: an overview and key issues*," *International Journal of Systems Signal Control and Engineering Application*, vol. 1, pp. 74-88, 2008.
- [6] A. Eberhard, "*Power quality*": BoD–Books on Demand, 2011.
- [7] É. Félice and P. Révilla, "*Qualité des réseaux électriques et efficacité énergétique*": Dunod, 2009.
- [8] P. Ferracci, "*Cahier technique no. 199, Power Quality*," Schneider Electric, 2000.
- [9] V. Ignatova, D. Villard, and J.-M. Hypolite, "Simple indicators for an effective Power Quality monitoring and analysis," in *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2015, pp. 1104-1108.
- [10] A. Kusko, "*Power quality in electrical systems*": McGraw-Hill Education, 2007.
- [11] Y.-W. Liu, S.-H. Rau, C.-J. Wu, and W.-J. Lee, "*Improvement of power quality by using advanced reactive power compensation*," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, pp. 18-24, 2017.
- [12] B. Singh, A. Chandra, and K. Al-Haddad, "*Power quality: problems and mitigation techniques*": John Wiley & Sons, 2014.
- [13] R. S. Vedam and M. S. Sarma, "*Power quality: VAR compensation in power systems*": *CRC press*, 2017.
- [14] IEEE, "*Definitions of Voltage Unbalance*," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 21, no. 5, pp. 49-51, 2001.
- [15] CENELEC, "*Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks*," CENELEC, Brussels, 2010.
- [16] J. Karadža-Komić, T. Hubana, and N. Laković, "*Analiza naponske nesimetrije u niskonaponskoj mreži upotrebom pametnih brojila*," *Bosanskohercegovački komitet/OGRANAK Međunarodnog vijeća za velike električne sisteme/SUSTAVE - BH K/OCIGRE*, vol. R.C6.10, pp. C6-1-C6-7, 2019.

- [17] Q. Shi, H. Liang, T. Hou, L. Bai, W. Xu, and F. Li, "Passive filter installation for harmonic mitigation in residential distribution systems," in *2017 IEEE power & energy society general meeting*, 2017, pp. 1-5.
- [18] P. Ferracci, "*Cahier technique n° 199 la qualité de l'énergie électrique*," *Revue Schneider Electric*, 2011.
- [19] G. Benysek, *Improvement in the quality of delivery of electrical energy using power electronics systems*: Springer Science & Business Media, 2007.
- [20] G. Romero and L. Martinez, *Power Quality: Harmonics Analysis and Real Measurements Data*: BoD–Books on Demand, 2011.
- [21] J. Arrillaga and N. R. Watson, *Power system harmonics*: John Wiley & Sons, 2004.
- [22] R. C. Dugan, M. F. Mc Granaghan, S. Santoso, and H. W. Beaty, "*Electric power systems quality*," ed: mcgraw-Hill, 2004.
- [23] N. Cahier Technique, "*152: Les perturbations harmoniques dans les réseaux pollués, et leur traitement*," septembre 1999," ed, 2010.