

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

BADJI MOKHTAR-ANNABA UNIVERSITY  
UNIVERSITE BADJI MOKHTAR-ANNABA



جامعة باجي مختار - عنابة

**Faculté des Sciences de l'ingénieur      Année 2010**  
**Département D' Electromécanique**

THESE  
Présentée en vue de l'obtention du diplôme de DOCTORAT  
EN ELECTROMECHANIQUE

**GESTION DE LA QUALITE D'ENERGIE  
ELECTRIQUE DANS UN RESEAU DE  
TRANSMISSION.**

**Option**

**Electromécanique**

**Par**

**Mr. HADDAD SALIM**

**DIRECTEUR DE THESE : Mr. A. HADDOUCHE      Pr.      UBM ANNABA**

**DEVANT LE JURY**

<b>PRESIDENT</b>	<b>:</b>	<b>L.HEROUS</b>	<b>MC</b>	<b>UBM ANNABA</b>
<b>EXAMINATEURS:</b>		<b>H.LABAR</b>	<b>MC</b>	<b>UBM ANNABA</b>
		<b>D.DIB</b>	<b>MC</b>	<b>U.TEBESSA.</b>
		<b>M.KARA</b>	<b>MC</b>	<b>U.TEBESSA.</b>
		<b>D. LABED</b>	<b>MC</b>	<b>U. CONSTANTINE</b>

# Dédicaces

En signe de respect et de reconnaissances, je dédie ce travail a;

Mes très chers parents qui ont tout fait pour me voir heureux.

Mes très chers beaux parents.

Ma femme Faiza.

Mon fils Nizare.

Je dédie aussi ce travail ;

A tous ceux qui me sont chers.

# Remerciements

Je tiens à remercier mon Directeur de Thèse, sans lui ce Travail n'aurait jamais eu lieu : Mr. HADDOUCHE ALI Professeur à l'université d'Annaba, ses directives m'ont offert la possibilité d'élargir mon spectre de connaissances scientifiques.

Je tiens à remercier Aussi Mr. BACHA Seddik Professeur à l'institut polytechnique de Grenoble qui m'a bien accueilli au sein de l'équipe Réseaux et Systèmes Electrique du laboratoire G2elab Grenoble France , son humanité et surtout ses orientations tout au long des stages que j'ai effectués merci mon ami.

Je tiens à remercier Monsieur L. HERROUS pour avoir présidé mon jury.

J'exprime également ma profonde reconnaissance à Messieurs :

- D.DIB Maître de conférence à l'université de Tébessa,
- M.KARA Maître de conférence à l'université de Tébessa,
- D.LABED Maître de conférence à l'université de Constantine,
- H.LABAR Maître de conférence à l'université d'Annaba,

d'avoir accepté d'examiner ce travail.

J'exprime également ma profonde reconnaissance à mon ami Mr. BAGHZOUZ Yahia Professeur à l'université de Las Vegas -USA pour son aide&orientations merci mon ami.

Qu'ils trouvent ici toute ma gratitude et ma sincère reconnaissance.

**Résumé :**

La qualité d'énergie électrique constitue un grand intérêt ces dernières années pour tous les acteurs du système électrique, qu'ils soient gestionnaires de réseaux, fournisseurs, producteurs ou consommateurs d'électricité. Parmi tous ces acteurs, le gestionnaire de réseau occupe une position centrale. Sa responsabilité est de mettre en œuvre les moyens permettant de veiller sur la qualité de l'énergie électrique au sein de réseaux.

Le besoin de répondre à un ensemble de critères et indices de qualité est devenu primordial, notamment avec les perturbations inévitables qu'a connu tous le système électrique ces derniers temps, telles que les courts-circuits, les indisponibilités momentanées de lignes, de générateurs ou de transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes et les aléas de consommation peuvent affecter le réseau à tout instant et l'amener en dehors de sa stabilité.

Les moyens classiques de contrôle de la qualité s'avèrent trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations qui affectent les réseaux.

Les nouveaux contrôleurs à base d'électronique de puissance permettent de résoudre des problèmes de contrôles : de la qualité de la tension, d'amortissement des oscillations, d'amélioration de la répartition des transits de puissance et de stabilité. La maîtrise de la qualité de la tension est sans doute l'application la plus probable, notamment en présence de fortes charges perturbatrices.

Dans notre travail nous avons développé un modèle qui permet d'utiliser ces nouveaux systèmes pour contrôler et corriger en temps réel n'importe quel type de perturbations causant le dysfonctionnement des réseaux électriques.

*Mots clés : Qualité de l'énergie électrique, Analyse, indices de qualité de l'énergie, FACTS, Amélioration de la qualité de l'énergie.*

**Abstract :**

The power quality constitutes a big interest these last years for all actors of the electric system, that they are administrative of networks, suppliers, producers or consumers of electricity. Among all these actors, the network manager occupies a central position. Its responsibility is to put the means permitting to watch over the quality of the electric energy within networks.

The need to answer a set of criterias and indications of quality became primordial, notably with the unavoidable disruptions that all the system knew electric this last time, as the short circuits, the inalienability momentary of lines, generators or transformers as well as the losses in the lines and the risks of consumption can affect the network has all instant and bring it outside of its stability.

The classic means of control of the quality prove to be too slow and insufficient to answer the disruptions that affect the networks efficiently.

The new controllers to basis of power electronics permit to solve problems of controls: of the quality of tension, of amortization of the oscillations, of improvement of the distribution of the transits of power and stability. The mastery of the tension quality is probably the likeliest application, notably in presence of strong disruptive loads.

In our work we developed a model who permits to use these new systems to control and to correct any type of disruptions causing the dysfunction of the electric networks in real-time.

**Key-Words ;** Power Quality, Disturbances, Power Quality Indices, Power Electronics, Compensation Strategy.

## ملخص؛

إن نوعية الطاقة الكهربائية تستقطب اهتمام جميع متعاملي الشبكات الكهربائية في السنوات الأخيرة, سواء كانوا مسيرين أو ممولين أو منتجين للطاقة الكهربائية.ومن بين أهم المتعاملين نذكر مسيري الشبكات الذين يحتلون مكانة مهمة لأن وظيفتهم تتمثل في وضع الوسائل اللازمة للحفاظ على نوعية الطاقة.

إن الحاجة للإجابة على مجموعة خصائص نوعية الطاقة الكهربائية أصبحت أولوية ملحة و عاجلة نتيجة للمؤثرات الكثيرة التي تعرفها شبكات الطاقة الكهربائية في الآونة الأخيرة مثل ؛ الدارة الصغرى, عدم جاهزية الخطوط و المولدات أو المحولات دون أن ننسى ضياع و تغير استهلاك الطاقة الكهربائية. إن هذه العوامل تؤدي إلى التأثير السلبي على الشبكات الكهربائية و تخرجها من وضعية الاستقرار في أية لحظة.

إن أجهزة المراقبة الجديدة المرتكزة على إلكترونيك الطاقة تسمح بتقديم حلول ناجعة لمشكلة مراقبة نوعية الطاقة والحد من تذبذبها و تحسين انتقال الطاقة و استقرارها.

في أطروحتنا هذه قمنا بتطوير نموذج يستعمل التقنيات الجديدة السابقة الذكر من أجل مراقبة و تعديل في الوقت المناسب لأي من المتغيرات للحفاظ على نوعية الطاقة في الشبكات الكهربائية.

## Table des matières

<b>Introduction Générale</b>	P1
<b>Chapitre 1 : Généralités sur la qualité de l'énergie électrique</b>	P5
<b>I.1. Introduction</b>	P5
<b>I.2. Qualité de la tension</b>	P5
I.2.1. Amplitude	P5
I.2.2. Fréquence	P6
I.2.3. Forme d'onde	P6
I.2.4. Symétrie	P6
<b>I.3. Qualité du courant</b>	P7
<b>I.4. Classification des perturbations électriques</b>	P7
I.4.1. Creux de tension et coupures brèves	P10
I.4.1.1. Définition, origine et conséquences	P10
I.4.1.2. Représentation dans le plan complexe	P11
I.4.1.3. Propagation	P12
I.4.1.3.1. Propagation en amont et en aval du réseau	P12
I.4.1.3.2. Propagation via les transformateurs	P13
I.4.1.4. Paramètres déterminant les types de creux de tension	P15
I.4.1.4.1. Types de courts-circuits	P15
I.4.1.4.2. Régime de neutre	P16
I.4.1.4.3. Type de mesures	P18
I.4.1.4.4. Classification	P18
I.4.2. Surtensions et surintensités	P22
I.4.3. Variations de tension	P23
I.4.4. Déséquilibre	P24
I.4.5. Perturbations harmoniques	P25
<b>I.5. Conclusion</b>	P26
<b>Chapitre II : Méthodes d'analyse des perturbations électriques</b>	P27
<b>II.1. Introduction</b>	P27
<b>II.2. Creux de tension, coupures brèves et surtensions</b>	P27
II.2.1. Creux de tension	P27
II.2.1.1. Estimation de l'amplitude	P28
II.2.1.1.2. Valeur efficace	P28
II.2.1.2. Signal analytique	P29
II.2.1.3. Composante fondamentale	P30
II.2.1.4. Performances	P30

II.2.1.5. Segmentation	P32
II.2.2. Méthodes de classification	P34
II.2.2.1. Méthode des 6 tensions	P34
II.2.2.2. Méthode des composantes symétriques	P34
II.2.3. Caractérisation	P38
<b>II.3. Harmoniques</b>	P40
II.3.1 Outils d'analyse	P40
II.3.1.1 Série de Fourier	P40
II.3.1.2 Transformée de Fourier	P41
II.3.2 Caractérisation	P41
<b>II.4. Variations de tension et de fréquence</b>	P42
II.4.1. Outils d'analyse	P42
II.4.2. Représentation statistique	P42
II.4.2.1. Fonction de répartition, densité de probabilité et histogramme	P42
II.4.2.2. Moments statistiques : espérance, variance et écart type	P42
<b>II.5. Déséquilibre</b>	P44
<b>II.6. Fluctuations de tension et flicker</b>	P45
<b>II.7. Conclusion</b>	P46
<b>ChapitreIII: surveillance de la QEE</b>	P47
<b>III.1. Introduction</b>	P47
<b>III.2. Indices de la Qualité d'énergie électrique</b>	P49
III.2.1. Continuité de la tension	P50
III.2.2. Qualité de la tension	P51
III.2.2.1. Variation de la valeur efficace de la tension	P51
III.2.2.2. Déformation de la forme d'onde (Waveform Distortions)	P53
III.2.2.3. Harmoniques	P54
III.2.2.4. Inter harmoniques	P54
III.2.2.5. Fluctuation de Tension (Flicker)	P55
III.2.2.6. Déséquilibre	P57
<b>III.3. Normalisation et classification de la qualité d'énergie électrique</b>	P58
III.3.1. Normalisation de la QEE	P58
III.3.1.1. Normes concernant les perturbations harmoniques	P62
III.3.1. 2. Normes concernant les perturbations sur la valeur	P64
III.3.1.3. Normes pour Flicker	P66
III.3.2. Classification de la QEE	P66
<b>III.4. Conclusion</b>	P68
<b>Chapitre IV: Techniques d'Amélioration de la QEE</b>	P69
<b>IV.1. Introduction</b>	P69
<b>IV.2. Les systèmes de compensation à base d'EP</b>	P69



IV. 2. 1. Les systèmes basés sur des éléments passifs commutés (EPC)	P69
IV. 2. 1.1. Le gradateur à Thyristors	P69
IV. 2. 1.2. Gradateur triphasé :	P72
IV. 2. 1.3. Compensateur Statique (SVC)	P74
IV. 2. 1.4. Les bancs de condensateurs commutables	P77
IV.2. 2. Les systèmes basés sur des convertisseurs statiques	P80
IV .2.2.1. Onduleur de tension	P82
IV .2.2.2. Modélisation de l'onduleur de tension	P83
IV .2.2.3. Commande de l'onduleur de Tension	P87
IV .2.2.3.1. Commande à la fréquence des grandeurs de sortie	P87
IV .2.2.3.2. Commande à des fréquences supérieures	P90
IV .2.2.3.3. Commande en MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion)	P90
IV .2.3. Les systèmes basés sur des convertisseurs statiques FACTS	P93
IV.2 .3.1. Compensateur synchrone statique	P93
IV.2.3.2. Compensateur série synchrone statique	P95
IV 2.3.3. Contrôleur de transit de puissance unifié	P96
IV. 2.3.4 Liaison à Courant Continue High Voltage Direct Current (HDVC)	P99
<b>IV .3. Conclusion</b>	P100
<b>Chapitre V: Modélisation et commande des compensateurs d'EP dans un réseau</b>	P102
<b>V.1. Introduction</b>	P102
<b>V.2 .Topologies de compensation</b>	P104
V.2.1. Compensation Série	P104
V.2.2. Compensation Shunt	P105
V.2.3 Compensation Universelle	P106
<b>V.3. Modélisation et Commande d'un UPFC Incorporé dans un Réseau Electrique</b>	P107
<b>V.4. Fonctionnement de L'UPFC dans un réseau</b>	P109
<b>V.5. Interface UPFC / Réseau</b>	P112
V.5. 1. Algorithme	P115
V.5. 2. Réseau étudié	P116
<b>V.6. Conclusion</b>	P117
<b>Chapitre VI Résultats de simulation</b>	P119
<b>Conclusion générale</b>	
<b>Annexes</b>	

## Tableaux&Figures

<b>Tab. I.1</b> vue d'ensemble des principales perturbations électriques	P9
<b>Figure I.1.</b> Amplitude d'un creux de tension	P11
a) provoquées par un court-circuit , b) provoquées par un démarrage brusque d'un moteur	
<b>Figure I.2.</b>	P12
a) Creux de Tension, b) Représentation dans le plan complexe.	
<b>Figure .I.3.</b> Diviseurs de tension pour l'étude de la propagation des creux de tension.	P12
<b>Figure I.4.</b> Modification du type de creux de tension via un transformateur Dy11.	P14
<b>Figure I.5.</b> Types de courts-circuits :	P15
a) monophasé, b) biphasé phase/terre, c) biphasé phase/phase, d) triphasé.	
<b>Figure I.6.</b> Régime de neutre : direct et isolé	P16
<b>Figure. I.7.</b> Signatures des creux de tension dus à un défaut monophasé en régime de neutre :	P17
a) relié à la terre, b) isolé.	
<b>Figure I.8.</b> Les différents types de creux de tension.	P19
<b>Figure I.9.</b> Transformation des types de creux de tension.	P20
<b>Tableau I.2.</b> Propagation des creux de tension.	P21
<b>Figure I.10.</b> Exemple de Surtension	P22
<b>Figure I.11.</b> Exemple de variation de tension	P23
<b>Figure I.12.</b> Exemple de variation de déséquilibre.	P24
<b>Figure I.13.</b> Exemple de Distorsion harmonique.	P25
<b>Figure I.14.</b> Distorsion provoquée par un seul inter harmonique ( $h=3.5$ )	P26
<b>Figure. II.1.</b> Caractérisation d'un creux de tension	P27
<b>Figure. II.2.</b> un Creux de tension mesuré	P31-32
<b>Figure II.3.</b> Tensions efficaces d'un creux de tension triphasé mesuré	P34
<b>Figure II.3.</b> (a)Creux de Tension mesuré (b) identification du type de creux.	P35
<b>Figure II.4.</b> Classification des creux de tensions basé sur la méthode des six tensions.	P36
<b>Tableau. II.1.</b> Type de creux de tension en fonction de l'indice k	P37
<b>Figure II.5.</b> Courbes de sensibilité au creux de tensions.	P39
<b>Figure II.6.</b> Diagramme fonctionnel du flickermètre	P45
<b>Figure.III.1.</b> Classification des temps d'observations.	P56
<b>Figure.III.2.</b> Courbe de la fonction de probabilité cumulative.	P56
<b>FigureIII.3.</b> Illustration des concepts de base de la normalisation	P60
<b>Tab. III.1.</b> Principaux Indices de la QEE.	P48
<b>Tab. III.2.</b> Tableau "UNPEDE / DISDIP" pour les statistiques de creux de tension	P51
<b>Tab. III.3.</b> Indices de variations de la valeurs efficace de Tension	P52
<b>Tab.III.4.</b> Indices des Harmoniques	P54
<b>Tab.III.5.</b> Limites CEI1000-2-4 des émissions de courants harmoniques	P62
<b>Tab.III.6.</b> Limites CEI100-3-2 pour la distorsion harmonique de la tension	P62

<b>Tab. III.7.</b> Limites IEEE des émissions de courants harmoniques	P63
<b>Tab.III.8.</b> Limite IEEE pour distorsion harmonique de la tension	P63
<b>Tab.III.9.</b> Classification IEEE des perturbations électromagnétiques	P64
<b>Tab.III.10.</b> Valeurs nominales d'après la norme EN50160.	P65
<b>Tab. III.11.</b> Classification de la QEE.	P68
<b>Figure IV.1.</b> (a) gradateur à Thyristors, (b) Thyristor.	P70
<b>Figure IV.2.</b> forme du courant dans un TCR en fonction de l'angle	P71
<b>Figure IV.3 .</b> Gradateur Triphasé.	P73
<b>Figure IV.4.</b> Compensateur Statique SVC .	P75
<b>Figure.IV.5.</b> TSC	P77
<b>Figure IV.6.</b> TCR monophasé	P79
<b>Figure IV.7.</b> GTO /IGBT	P81
<b>Figure IV.8.</b> Schémas Equivalent d'un Onduleur de Tension	P82
<b>Figure.IV.9.</b> Schéma équivalent d'un onduleur de tension triphasé.	P84
<b>Figure IV.10.</b> Bus Continu de l'onduleur de tension.	P86
<b>Figure. IV.11.</b> Allure des tensions d'un onduleur triphasé pour une commande en pleine onde	P88
<b>Figure. IV.12.</b> Courant continu de l'onduleur triphasé avec commande en pleine onde	P89
<b>Figure. IV.13.</b> Détermination des instants de commutation rn commande MLI.	P90
<b>Figure. IV.14.</b> (a) compensateur synchrone statique STATCOM, (b) Schéma équivalent du STATCOM.	P93
<b>Figure. IV.15.</b> (a) Un compensateur série synchrone statique SSSC, (b) Schéma équivalent d'un SSSC .	P95
<b>Figure. IV.16.</b> Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC	P97
<b>Figure. IV.17.</b> Schéma équivalent d'un UPFC	P98
<b>Figure. IV.18.</b> HDVC	P99
<b>Figure. IV.19</b> Schéma équivalent d'un HDVC	P100
<b>Figure.V.1.</b> Algorithme de Conception de la commande des compensateurs d'EP	P103
<b>Figure.V.2.</b> Boucle de commande externe des compensateurs d'EP	P104
<b>FigureV.3.</b> Principe de compensation série par convertisseur d'EP.	P104
<b>FigureV.4.</b> Principe de compensation shunt par convertisseur d'EP.	P105
<b>FigureV.5.</b> Principe de compensation universelle par convertisseur d'EP.	P106
<b>Figure V.6.</b> Ligne Electrique de transmission avec un UPFC installé.	P107
<b>Figure.V.7.</b> Control de base de l'amplitude de la tension envoyée Par le convertisseur Shunt.	P110
<b>Figure.V.8.</b> Control de base de l'angle ( $\alpha$ ) de la tension produite Par le convertisseur Shunt.	P111
<b>Figure.V.9.</b> Control de base de la Puissance active par convertisseur Série.	P112
<b>Figure.V.10.</b> Control de base de la Puissance réactive par convertisseur Série.	P112
<b>Figure.V.11.</b> Interface UPFC/Réseau	P112
<b>Figure. V.12.</b> Réseau du complexe ArcelorMittal Annaba.	P116

## Introduction Générale :

La sensibilisation à la qualité de l'énergie électrique est devenue incontournable aujourd'hui depuis les évolutions réglementaires qui ont eu lieu ces dernières années. Les distributeurs ainsi que les divisions de transport d'énergie électrique s'efforcent afin de garantir la qualité de l'électricité fournie. Dans ce nouveau contexte, les exploitants du système devra assumer une certaine responsabilité pour la livraison de l'électricité en conformité au niveau de qualité énoncée soit par les clients, dans les contrats, ou par le régulateur, dans la législation. Cette responsabilité implique que la surveillance systématique de la qualité de l'énergie deviendra de plus en plus une pratique courante, qu'ils soient gestionnaires de réseaux, fournisseurs, producteurs, ou consommateurs d'électricité. Elle est devenue un sujet de grand intérêt ces dernières années, essentiellement pour les raisons suivantes :

- **Economiques** : les perturbations électriques ont un coût élevé pour les industriels car elles engendrent des arrêts de production, des pertes de matières premières, une baisse de la qualité de la production, un vieillissement prématuré des équipements, etc.
- **La généralisation** des équipements sensibles aux perturbations et/ou générateurs de perturbations.
- **L'ouverture** du marché de l'électricité : la libéralisation du marché de l'électricité fait que la qualité de l'énergie électrique est devenue un des critères de choix d'un fournisseur d'énergie plutôt qu'un autre de la part des consommateurs. Les fournisseurs se doivent donc de fournir à leurs clients une énergie avec une qualité maximale.

Le domaine de la qualité de l'énergie électrique se caractérise par deux grands axes de recherche :

1. la surveillance (monitoring) : mesure et analyse des perturbations électriques dans les réseaux.
2. les solutions préventifs et curatives.

**Dans le premier axe :** la surveillance représente l'étape préliminaire dans la recherche de solutions. Il permet de comprendre l'origine des perturbations, d'évaluer leur impact sur les équipements, et donc de trouver et choisir la solution la plus appropriée économiquement et techniquement.

Cet aspect monitoring est riche en problèmes ouverts du fait de la forte augmentation des capacités d'enregistrement et de traitement de données, ainsi que des besoins croissants en termes de distinction de sources perturbatrices et d'amélioration de la planification et de la conception. Il inclut aussi la recommandation des indices de qualité de l'énergie et des objectifs en vue de guider les opérateurs dans une de leurs nouvelles responsabilités.

**Pour le deuxième axe :** l'électronique de puissance grâce à sa rapidité et sa capacité à contrôler le flux de puissance (non seulement active mais aussi réactive), peut aider à améliorer la qualité d'énergie fournie aux clients en particulier et la qualité au sein réseau en général. L'EP peut agir de deux façons afin d'améliorer la cohabitation entre les charges polluantes et sensibles : d'une part, en évitant que les perturbations générées par les charges perturbatrices soient injectées au réseau et d'autre part, en protégeant les charges sensibles des perturbations présentes sur le réseau.

Les systèmes d'EP connectés aux réseaux avec le but d'améliorer la qualité de l'énergie sont connus sous le nom de dispositifs Custom Power (d'après le projet homonyme commencé entre l'EPRI et Westinghouse en 1992). Ils sont aussi désignés sous le nom de FACTS « Flexible AC Transmission System » de distribution. Toutefois, leurs fonctionnalités sont différentes (l'optimisation de la conduite des réseaux de transport dans le cas de FACTS versus l'amélioration de la qualité de l'énergie dans le cas de distribution). Par ailleurs, vu les niveaux de puissance engagés, les FACTS utilisent plus les interrupteurs bicommandables à haute fréquence.

Les systèmes FACTS travaillent en combinaison avec le réseau, en superposant leur énergie à celle de ce dernier. Ces dispositifs font partie de la famille des actionneurs<sup>1</sup> réseau, dont le but est d'échanger de l'énergie avec le réseau afin d'améliorer la qualité de fourniture. Ils peuvent se connecter soit en série soit en shunt avec le réseau, et ils peuvent être passifs ou actifs en fonction de l'application. Les systèmes passifs se comportent comme des impédances variables, qui injectent un courant réactif variable dans le réseau ou qui produisent des chutes ou des élévations de tension variables. Du point de vue énergétique, ces dispositifs peuvent être considérés comme des systèmes d'échange d'énergie réactive. Les actionneurs actifs peuvent présenter en plus des caractéristiques présentées ci-dessus pour les actionneurs passifs, un degré de liberté supplémentaire dû à la possibilité d'échange d'énergie active, pour peu que cette dernière soit disponible. Ils sont basés sur des convertisseurs statiques.

Le travail de recherche présenté dans cette thèse de doctorat s'inscrit dans le domaine de la gestion de la qualité de l'énergie électrique. Il a pour objectif d'introduire de nouvelles techniques dans l'analyse et l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique. Un algorithme de surveillance et amélioration de la qualité de l'énergie a été développé et testé sous MATLAB.

Ce travail de thèse est organisé de la manière suivante :

**Le chapitre I** définit le terme « qualité de l'énergie électrique » et présente les principaux types de perturbations ainsi que leurs origines, causes, conséquences et traits caractéristiques.

**Le chapitre II** présente les méthodes d'analyse des perturbations électriques. Nous avons mis l'accent sur les perturbations les plus importantes et les plus gênantes pour les consommateurs.

**Le chapitre III** présente les différentes indices de la qualité de l'énergie existantes : indices de variation de la valeur efficace de la tension, indices de la variation de la forme d'onde, indices des fluctuations rapides de tensions et les indices de déséquilibre de tensions. La normalisation de la qualité de l'énergie a été présentée aussi avec les différentes normes afférentes à chaque perturbation.

**Le chapitre IV** présente les différentes techniques d'amélioration de la qualité qui peuvent être utilisées pour minimiser les conséquences des perturbations agissant sur la valeur de la tension du réseau : classiques à base d'éléments passifs commutés et modernes à base de convertisseurs statiques. Nous avons développés les différents modèles mathématiques développés pour chaque élément (convertisseurs) incorporé dans un réseau électrique ont été présentés.

**Le chapitre V** traite la problématique de commande et interfaçage des éléments qui utilisent l'onduleur de tension comme éléments de base dans les opérations d'amélioration de la qualité d'énergie dans les réseaux électriques. Un algorithme (interface convertisseur/ réseau) a été développé, programmé et testé sous MATLAB dont des résultats de simulations obtenues sont très satisfaisante.

**Le chapitre VI** présente les résultats de simulations ainsi que des recommandations pour la gestion future du réseau ont été soulevées.

**Une conclusion générale** vient enfin clore cette thèse.

Chapitre 1 :  
Généralités sur la qualité de l'énergie électrique



## **I.1. Introduction**

La qualité de l'énergie électrique est un terme très répandu dans le domaine scientifique et industriel. Ce concept détermine les paramètres qui définissent les propriétés du produit électricité en conditions normales, en terme de continuité de la fourniture et des caractéristiques de la tension (symétrie, fréquence, amplitude, forme d'onde). Cette vision a pour but de déterminer les caractéristiques de la fourniture électrique afin de limiter son influence sur les différentes charges connectées au réseau, les principales perturbations électriques ainsi que leurs origines, caractéristiques et conséquences.

Selon l'IEEE, on appelle "power quality problem" toute variation dans l'alimentation en puissance électrique, ayant pour conséquence le dysfonctionnement ou l'avarie d'équipements des utilisateurs, telle que : creux de tension, surtension, transitoire, fluctuations de tension, harmoniques, déséquilibre... Cependant, tous ces phénomènes affectent essentiellement la tension qui est fournie à l'utilisateur. Si ce dernier n'utilise pas de charge perturbatrice, le courant sera peut-être déformé, mais uniquement d'une manière qui résulte des caractéristiques de la tension fournie. C'est pourquoi on dit parfois que la qualité de l'énergie se réduit à la qualité de la tension ("power quality = voltage quality") [1].

## **I.2. 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.

### **I.2.1. 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, coupures et sursensions. 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.

### **I.2.2. 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, d'un défaut dont la chute de tension résultante entraîne une réduction de la charge [2].

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 [ 3].

### **I.2.3 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 (bruits).

### **I.2. 4. Symétrie**

La symétrie d'un système triphasé se caractérise par l'égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs. Les dissymétries du réseau ne provoquent que de faibles niveaux de déséquilibre de la tension (généralement limités à quelques dixièmes de pour-cent).

Par contre, certaines charges monophasées (en particulier la traction ferroviaire en courant alternatif) sont la cause de courants déséquilibrés importants et dès lors d'un déséquilibre significatif de la tension.

### **I.3. 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  $\frac{2\pi}{3}$  radians entre eux, et de forme purement sinusoïdale.

Le terme « qualité du courant » est rarement utilisé, car la qualité du courant est étroitement lié 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 ». C'est l'hypothèse que nous ferons dans la suite de ce document, où le terme de « qualité de l'énergie » s'applique uniquement à celle de la tension.

### **I.4. Classification des perturbations électriques**

En se basant sur les paramètres caractérisant la tension et énumérés au paragraphe précédent, on distingue quatre familles de perturbations électriques :

- les variations de l'amplitude (creux de tensions, coupures brèves et surtensions, flicker),
- les fluctuations de la fréquence autour de la fréquence fondamentale,
- les modifications de la forme d'onde (harmoniques, inter harmoniques, bruits),
- la dissymétrie du système triphasé : déséquilibre.

Un autre type de classification des perturbations électriques peut également être élaboré en se basant sur leur durée [4] :

- les perturbations transitoires,
- les perturbations de courte durée,
- les perturbations permanentes.

Les perturbations électriques transitoires ont une durée de moins d'une demi période fondamentale. Elles ont pour principale origine les manoeuvres d'ouverture et de fermeture sur le réseau de transport et de distribution, mais également des phénomènes naturels tels que la foudre. Les perturbations de courte durée sont les creux de tension, les coupures brèves et les surtensions, qui sont généralement provoquées par la présence de courts-circuits. Elles se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude de la tension, et peuvent avoir des conséquences néfastes et coûteuses sur les équipements électriques.

Dans la catégorie « perturbations permanentes » on retrouve les harmoniques, le bruit, le déséquilibre et les variations de tension et de fréquence. Elles sont généralement provoquées par la présence de charges non linéaires et fluctuantes au sein du réseau électrique. Elles se caractérisent par de faibles variations de l'amplitude, et sont à l'origine d'échauffement, de pertes supplémentaires, de vieillissement prématuré des équipements électriques et de dysfonctionnements sur certains appareillages de contrôle commande.

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 linéaires ou fluctuantes.

Enfin, 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 I.1 récapitule les remarques précédentes en présentant les principales perturbations, leurs origines ainsi que leurs conséquences. L'amplitude de la tension est également indiquée en pu (per units) pour les perturbations importantes au niveau de l'amplitude et en % pour les variations faibles d'amplitude.

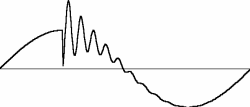
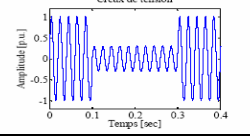
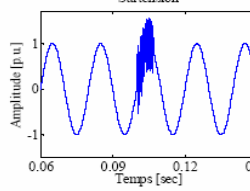
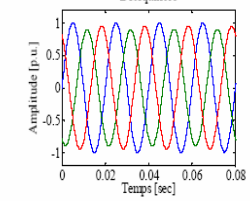
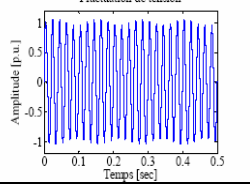
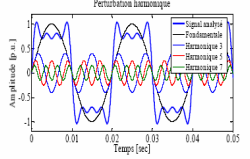
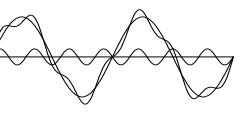
Types de Perturbations		Amplitude	Origine	Conséquence
Transitoires (impulsions et oscillations)		-	Déclenchement des appareils, enclenchement des condensateurs, commutations.	Dysfonctionnements gênants.
Creux de tension		0.1-0.9 pu	Courts-circuits, démarrage de gros moteurs, saturation des transformateurs.	Arrêts d'équipement, pertes de production.
Coupures brèves		<0.1 pu	Courts-circuits	Arrêts d'équipement, pertes de production.
Surtensions		1.1-1.8 pu	Courts-circuits, débranchement des charges importantes.	Déclenchements, dangers pour les personnes et pour les matériels.
Déséquilibre		-	Charges asymétriques ou monophasées.	Echauffements des machines tournantes, vibrations.
Fluctuation de tension		0.1-7%	Charges fluctuantes (fours à arc, moteur à démarrage fréquent, soudeuses, éoliennes)	Papillotements de l'éclairage
Harmoniques		0-20%	Charges non linéaires et fluctuantes (fours à arc, soudeuses, éoliennes)	Echauffements, vieillissements, pertes supplémentaires, troubles fonctionnels.
inetrharmoniques		0-2%	Charges non linéaires et fluctuantes (fours à arc, soudeuses, éoliennes)	Papillotements de l'éclairage
Variations de la fréquence		-	Déséquilibres entre la production et la consommation	Dysfonctionnements des équipements électriques

TABLEAU I.1 VUE D'ENSEMBLE DES PRINCIPALES PERTURBATIONS ELECTRIQUES

Parmi les phénomènes perturbateurs, il est important de distinguer les deux grandes catégories :

- ceux qui sont dus aux incidents : creux de tension, coupures longues et brèves (problème de l'immunité des installations sensibles)
- ceux qui sont dus aux installations perturbatrices : flicker, (inter)harmoniques, déséquilibre (problème de l'émission des installations perturbatrices)
- Les écarts de fréquence sont le fait de grands incidents - tels que la perte d'une centrale électrique - ou d'écarts momentanés entre production et consommation ; dans un grand ensemble interconnecté, comme le réseau synchrone européen, c'est plus un problème de gestion du système qu'un problème d'interface entre le réseau et ses utilisateurs.

### **I.4.1. Creux de tension et coupures brèves**

#### **I.4.1.1. Définition, origine et conséquences**

Par définition, un creux de tension est une chute de tension de 10% à 90% de la valeur nominale pour une durée de 10ms jusqu'à 1min [5]. Une coupure brève représente une chute de tension supérieure à 90% de la valeur nominale et d'une durée de 10ms à 1min.

Les creux de tension ont pour principale origine les courts-circuits affectant le réseau électrique ou les installations raccordées, et le démarrage des moteurs de forte puissance. Toutefois, les courts-circuits restent la principale cause de creux de tension et de coupures brèves. Ils engendrent des variations brusques de l'amplitude de la tension et pour cette raison, les creux de tension correspondants se caractérisent par une forme rectangulaire en fonction de temps (voir figure I.1a). Les courts-circuits peuvent affecter une, deux ou trois des phases et peuvent engendrer des déphasages supplémentaires entre elles.

Les moteurs de forte puissance (asynchrones essentiellement) peuvent également être à l'origine des creux de tension. En général, le courant des moteurs atteint au moment de leur démarrage 5 à 6 fois le courant nominal et diminue progressivement lorsque la machine se rapproche de sa vitesse nominale.

Cette surintensité produit une chute de tension qui décroît avec la diminution du courant (voir figure I.1b). Les creux de tensions engendrés par le démarrage des moteurs de forte puissance

durent entre quelques secondes et quelques dizaines de seconde et se caractérisent par des chutes de tension sur les trois phases.

Enfin, les creux de tension peuvent également être engendrés par la saturation des transformateurs ou des modifications dans la structure du réseau. Cependant, ces perturbations provoquent rarement des chutes de tension importantes.

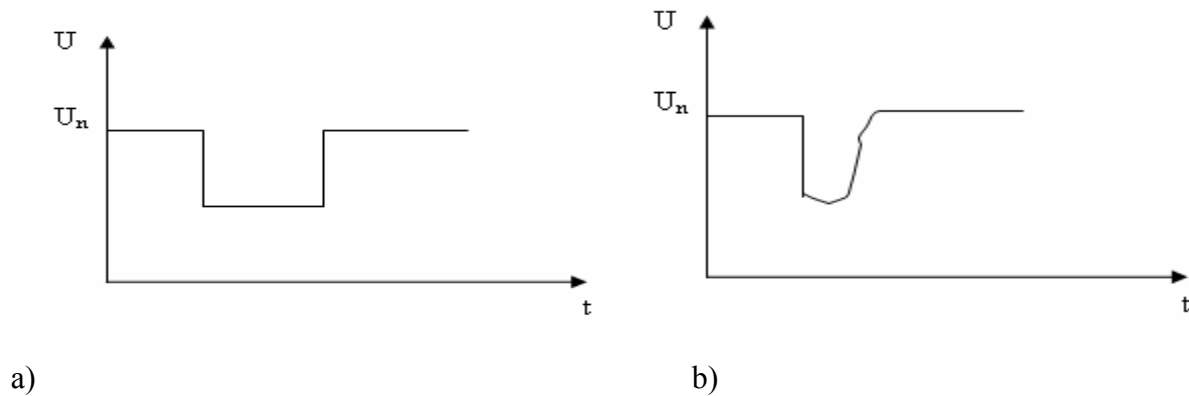


Figure I.1. Amplitude d'un creux de tension a) provoquées par un court-circuit  
b) provoquées par un démarrage brusque d'un moteur

Les creux de tension sont les perturbations électriques les plus pénalisantes du fait de leur fréquence et de la sensibilité de nombre d'appareillages présents dans les réseaux industriels. Il faut néanmoins souligner que les coupures brèves peuvent avoir des conséquences plus graves (à la reprise), mais sont bien moins fréquentes.

#### I. 4.1.2. Représentation dans le plan complexe :

Les creux de tension monophasés se caractérisent principalement par leur amplitude et leur phase. L'amplitude des creux de tension est liée à leur proximité par rapport au défaut, la nature du défaut et la puissance de court-circuit du réseau. La durée du creux de tension est liée au temps d'élimination du court-circuit par les protections du réseau ou des installations raccordées. En plus de la durée et de l'amplitude, les creux de tension triphasés se caractérisent par le déphasage entre les tensions de phase qui dépend de la nature et de l'endroit du défaut.

Les creux de tension triphasés sont souvent analysés dans le plan complexe, où les trois grandeurs sont représentées sous forme des vecteurs caractérisés par leur amplitude et leur phase, appelés également phaseurs. La relation entre les phaseurs dans le plan complexe est appelée signature où type du creux de tension. Par exemple, le creux de tension de figure I.2a se caractérise par la signature présentée en figure I.2b.

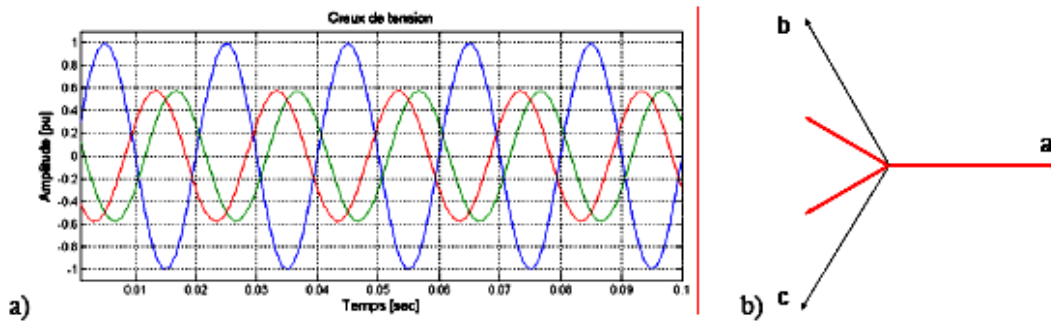


Figure I.2. a) Creux de Tension, b) Représentation dans le plan complexe.[3]

### I. 4.1.3. Propagation :

#### I. 4.1.3.1. Propagation en amont et en aval du réseau :

Les creux de tension se propagent en amont et en aval du réseau, et leur sévérité dépend de l'endroit de mesure du creux de tension par rapport à l'événement qui l'a engendré.

La propagation des creux de tension en amont dépend de deux paramètres : la puissance de court-circuit et la distance entre l'endroit de défaut et l'endroit de mesure. Plus la puissance de court-circuit est élevée et le défaut éloigné, plus le creux de tension est atténué. Pour mieux illustrer la propagation des creux de tension, l'exemple d'un diviseur de tension monophasé affecté par un court-circuit franc au point D est présenté en figure I.3.

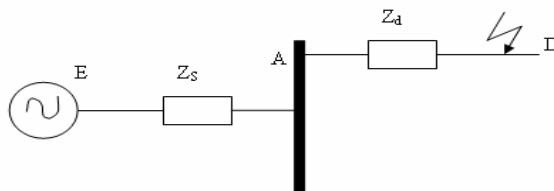


Figure .3. Diviseurs de tension pour l'étude de la propagation des creux de tension.



La tension à l'endroit du défaut D est nulle, puisque le court circuit est franc. La tension à l'endroit de mesure A est donnée par :

$$V_A = \frac{Z_d}{Z_d + Z_s} E \quad (\text{I.1.})$$

Si la distance électrique entre l'endroit de défaut et le point de mesure A est importante, l'impédance de ligne  $Z_d$  se caractérise par une valeur importante. En conséquence, l'amplitude de la tension  $V_A$  est proche à celle de la source E, c'est à dire que le creux de tension mesuré au point A est atténué par rapport au creux de tension mesuré au point D.

Si la puissance de court-circuit au niveau de la source est importante, l'impédance de la source  $Z_s$  est faible. En conséquence, la tension  $V_a$  est proche de la tension de la source et le creux de tension à l'endroit de la mesure se caractérise par une profondeur moins importante que le creux de tension à l'endroit de défaut.

Le diviseur de tension de figure I.3 montre que les creux de tension sont atténués lorsqu'ils se propagent en amont dans le réseau. En revanche, les creux de tension se propagent en aval sans s'atténuer. En effet, si on reprend l'exemple de figure I.3 en supposant que le court-circuit franc est produit avant le point de mesure A, la tension à l'endroit de mesure est nulle et par conséquent, le potentiel du point aval D est également nul.

#### **I. 4.1.3.2. Propagation via les transformateurs**

La signature des creux de tension peut être modifiée par les transformateurs situés au sein du réseau. Par exemple, le creux de tension présenté à gauche de la figure I.4 se caractérise par une chute de tension sur la phase a uniquement. Lors de son passage par le transformateur Dy11, il se transforme en creux de tension biphasé, avec des chutes de tension principales sur les phases b et c. en effet, un creux de tension peut se caractériser par des signatures différentes du côté primaire et du côté secondaire d'un transformateur en fonction de son type et de sa connexion. En fonction des modifications introduites dans les signatures des creux de tension, on distingue trois familles de transformateurs [6] : La signature du creux de tension n'est pas modifiée.

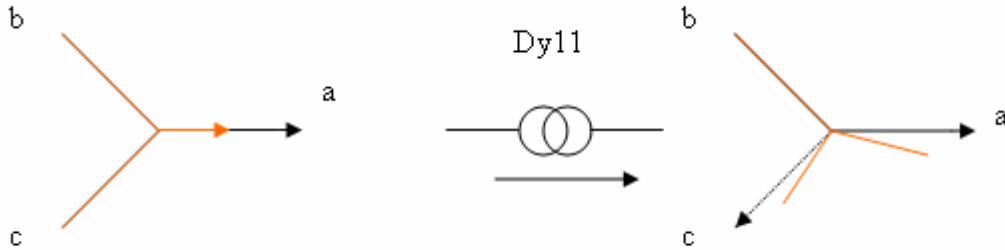


Figure I.4. Modification du type de creux de tension via un transformateur Dy11.

Les tensions du côté secondaire en pu sont égales aux tensions du côté primaire en pu. Dans cette catégorie on ne distingue qu'un seul transformateur de type  $Y_n Y_n$ . Le rapport entre les tensions du côté primaire ( $v_{ABC}$ ) et les tensions du côté secondaire ( $v_{abc}$ ) peut être représenté sous la forme suivante :

$$v_{abc} = k T v_{ABC} \quad (I.2)$$

Où :

$k$  est le rapport de transformation

$T$  représente la matrice de transformation.

La matrice de transformation pour ce type de transformateur est la matrice identité (La composante homopolaire est enlevée) :

$$T_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (I.3)$$

Les tensions du côté secondaire sont obtenues en enlevant la composante homopolaire des tensions du côté primaire. Dans cette famille, on distingue les transformateurs de type Dd, Dz, Yny, Yyn. Leur matrice de transformation est définie par :

$$T_2 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (I.4)$$

Les tensions du côté secondaire sont proportionnelles à la différence de deux tensions du côté primaire. Dans cette catégorie on distingue les transformateurs de type Dy, Yz, Yd. La matrice de transformation correspondante est la suivante :

$$T_3 = \frac{j}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (I.5)$$

De manière analogue, la connexion des charges détermine le type de creux de tension que celles-ci subissent. Les charges connectées en triangle ou en étoile avec neutre isolé modifient le type de creux de tension, alors que les charges connectées en étoile avec neutre connecté à la terre ne modifient pas la signature des perturbations.

#### I. 4.1.4. Paramètres déterminant les types de creux de tension

##### I.4.1.4.1. Types de courts-circuits

Les courts-circuits sont la cause principale des creux de tension. Si nous tenons pas compte des courts-circuits entre phases et neutre, on distingue alors quatre types de courts-circuits [7] : monophasés, biphasés entre phase et terre, biphasés entre deux phases et triphasés (voir figure I.5)

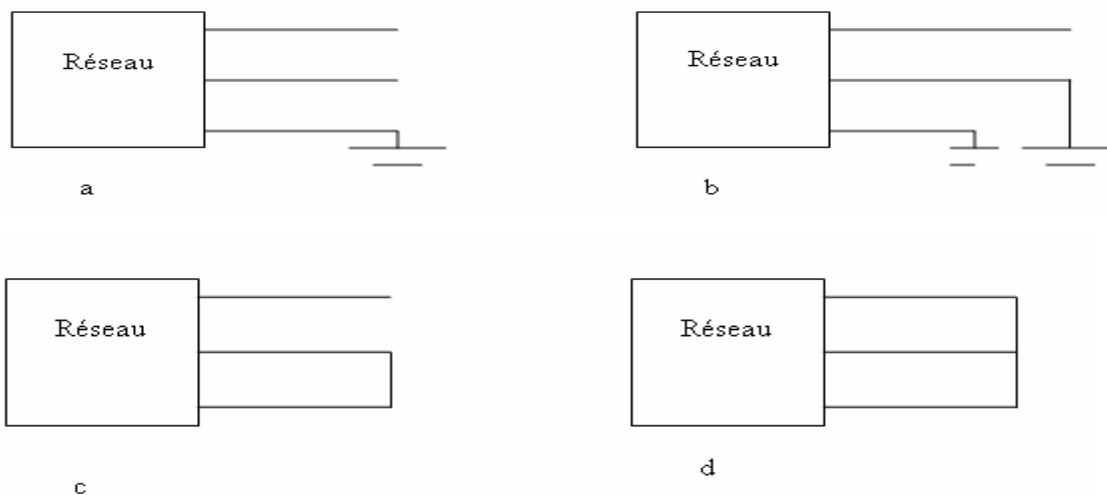


Figure I.5. Types de courts-circuits : a) monophasé, b) biphasé phase/terre, c) biphasé phase/phase, d) triphasé.

Les courts-circuits monophasés représentent 70% des courts-circuits selon [7] et sont donc les plus fréquents. Ils se caractérisent par une chute de tension sur une des trois phases à l'endroit du court-circuit. En fonction du régime de neutre, les deux autres phases restent les mêmes ou se caractérisent par des surtensions avec déphasages.

Les creux de tension biphasés entre deux phases viennent en seconde position puisqu'ils représentent 15% des courts-circuits [3]. Ils se caractérisent par des chutes de tensions et déphasages pour deux des phases à l'endroit du défaut. La phase non affectée par le défaut reste la même qu'avant le défaut.

Les creux de tension biphasés entre phase et terre représentent 10% des courts-circuits. Ils sont à l'origine des chutes de tension sur deux phases à l'endroit du court-circuit avec ou sans déphasage supplémentaire. En fonction du régime de neutre, la phase saine peut rester la même ou se caractériser par une surtension.

Enfin, les creux de tension triphasés sont les creux de tension les plus sévères, mais ils ne sont pas très fréquents et ne représentent que 5% des courts-circuits [3]. Ils se caractérisent par des chutes de tension de même amplitude sur les trois phases sans déphasages supplémentaires.

#### 1.4.1.4.2. Régime de neutre :

L'allure des creux de tension engendrés par les courts-circuits précédents dépend également du régime de neutre du réseau électrique. On distingue en effet deux régimes de neutre principaux : neutre isolé (ou fortement impédant) et neutre relié directement à la terre (ou par une faible impédance). Afin d'illustrer ce point, considérons l'exemple simple d'un court-circuit monophasé.

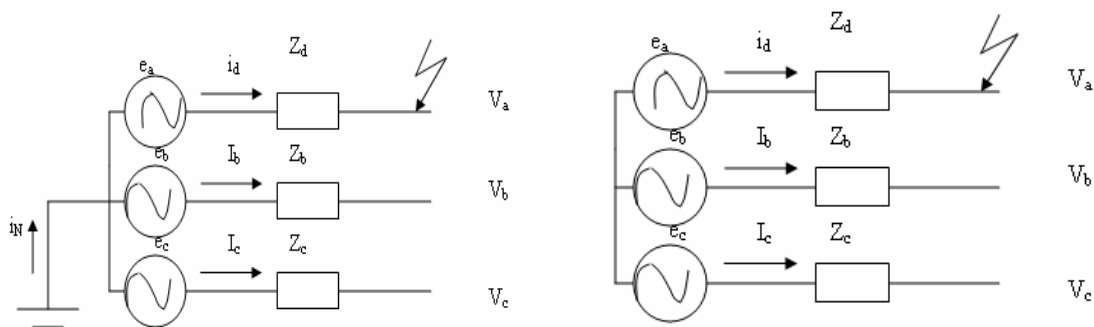


Figure I.6. Régime de neutre : direct et isolé

Le schéma simplifié d'un système avec neutre relié directement à la terre est présenté en figure I.6a. La relation entre les courants des trois phases et le courant du conducteur de neutre est la suivante :

$$i_a + i_b + i_c = i_n \quad (I.6)$$

Supposons que la phase  $a$  soit affectée par un court-circuit. Le courant  $i_a$  dans la ligne où le défaut se produit augmente et entraîne une chute de la tension  $V_a$ , car  $V_a = e_a - i_a z_a$ . Les changements dans le courant de phase  $i_a$  impliquent des modifications dans le courant du conducteur de neutre  $i_n$ , mais n'entraînent pas de changements dans les autres courants de ligne  $i_b$  et  $i_c$  (voir Eq. I.6). En conséquence, les tensions des deux autres phases restent les mêmes, seule la tension de la phase  $a$  est modifiée par le court-circuit (figure I.7a).

Le schéma d'un système avec neutre isolé est présenté en figure I.6b. La relation entre les courants de phase et le conducteur de neutre est donnée par :

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (I.7)$$

Si la phase  $a$  est affectée par un court-circuit, le courant de ligne augmente et provoque une chute de tension dans la phase où le défaut se produit. L'augmentation du courant  $i_a$  entraîne une diminution des deux autres courants  $i_b$  et  $i_c$ , qui à leur tour provoquent des surtensions dans les phases  $b$  et  $c$  (figure I.7b). Ce phénomène est d'autant plus accentué que les neutres côté charge et côté source ont des potentiels éloignés.

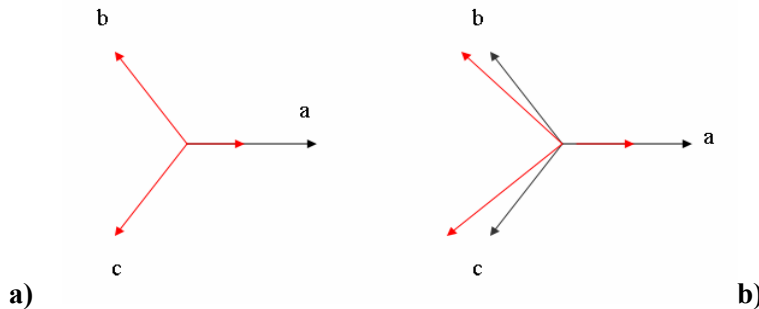


Figure. I.7. Signatures des creux de tension dus à un défaut monophasé en régime de neutre : a) relié à la terre, b) isolé.

#### **I.4.1.4.3. Type de mesures :**

On distingue deux principaux types de connexions des appareils de mesure : entre phase et neutre ou phase et terre (connexion en étoile), et entre phases (connexion en triangle) [9], [10]. La connexion entre phases est en général utilisée dans des systèmes avec des charges connectées en triangle afin de mesurer les perturbations électriques telles qu'elles sont subies par ces charges.

Cependant, dans des systèmes avec des charges connectées en étoile et en triangle, les mesures de type phase - terre ou phase - neutre sont mieux adaptées. En effet, la connexion en étoile donne accès à plus d'informations que la connexion en triangle, comme par exemple le nombre des défauts et leur localisation. De plus, les tensions composées peuvent être déduites des tensions simples, alors que l'inverse n'est pas toujours possible.

#### **I.4.1.4.4. Classification :**

D'après la classification des creux de tension universellement reconnue [11], on distingue 7 principaux types de creux de tension dénotés par les lettres de A à G présentées en figure I.8, où  $d$  est l'amplitude de la chute de tension la plus importante, appelée aussi profondeur du creux de tension.

Pour les creux de tension de type C, G et I, la grandeur  $d$  ne correspond pas exactement à la profondeur du creux de tension du fait des déphasages supplémentaires des tensions. Cependant, pour des chutes de tension peu importantes,  $d$  peut être considéré identique à la profondeur du creux de tension.

Les creux de tension A, B, C et E sont mesurés au niveau de tension où le défaut se produit. Ils se propagent en aval du réseau en modifiant leur signature en fonction du type des transformateurs, donnant naissance à d'autres types de creux de tension qui peuvent être de type : C, D, F et G. La figure I.9 et le tableau I.2 présentent la transformation des creux de tension A, B, C et E, lorsqu'ils se propagent en aval du réseau, via les transformateurs les plus souvent utilisés : Dy. Les creux de tension de **type A**, dus à des défauts triphasés, présentent des chutes de tension de la même profondeur sur les trois phases sans déphasages supplémentaires. Ce type de creux de tension se propage en aval du réseau sans modifier sa signature.

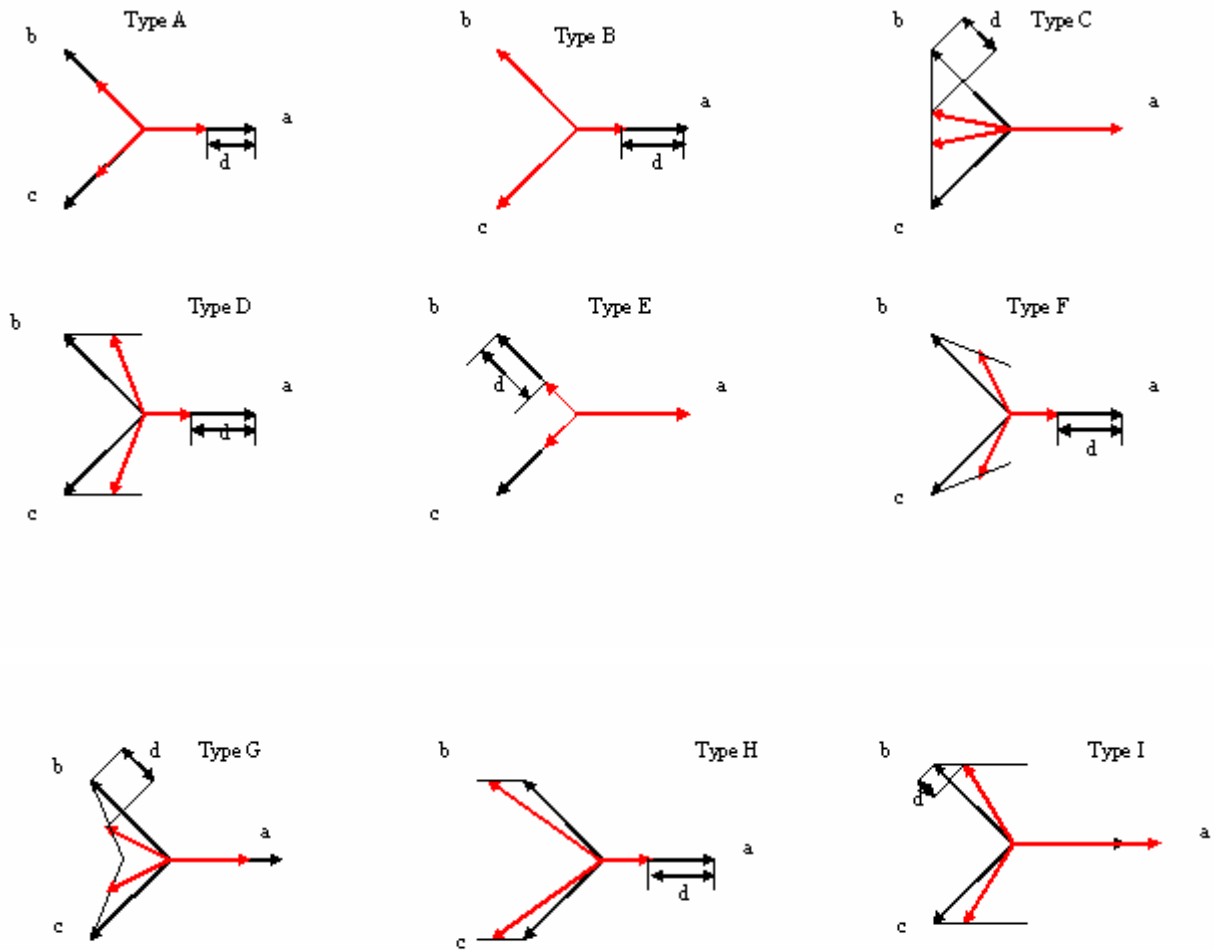


Figure I.8. Les différents types de creux de tension [11].

Les creux de tension de **type B** doivent leur origine à des défauts monophasés. Ils se caractérisent par une chute de tension sur une des phases, les phases non affectées par le défaut n'étant pas modifiées.

Ce type de creux de tension se propage en aval du réseau en modifiant sa signature. Par exemple, en passant par un transformateur de type Dy il se transforme en creux de tension biphasé de type C.

Les creux de tension de **type C** sont produits soit par des défauts biphasés entre deux phases, soit par la propagation des creux de tension de type B ou D via les transformateurs. Ils se caractérisent par des chutes de tensions avec déphasages supplémentaires pour deux des phases,

la troisième n'étant pas modifiée. En se propageant en aval du réseau, ces creux de tension se transforment en type D.

Les creux de tension de **type D** doivent leur origine à la propagation des creux de tension de type C via les transformateurs. Ils se caractérisent par une chute principale sur une des phases et de faibles chutes de tension et déphasages supplémentaires pour les deux autres phases. En se propageant en aval du réseau, ces creux de tension se transforment en type C.

Les creux de tension de **type E** proviennent de défauts entre deux phases et la terre, et présentent des chutes de tension sans déphasage sur deux des phases. Ils se propagent en aval du réseau en générant des creux de tension de type F.

Les creux de tension de **type F** proviennent de la propagation des creux de type E via les Transformateurs. Ils se caractérisent par une chute de tension sur une des phases et de faibles chutes de tension avec déphasage pour les deux autres phases. Leur propagation via un transformateur donne naissance à des creux de type G.

Les creux de tension de **type G** présentent des chutes de tension avec déphasages supplémentaires pour deux des phases et une faible baisse de tension pour la troisième phase. Ce type de creux de tension est assez rare, car il provient de la double transformation d'un creux de tension de type E.

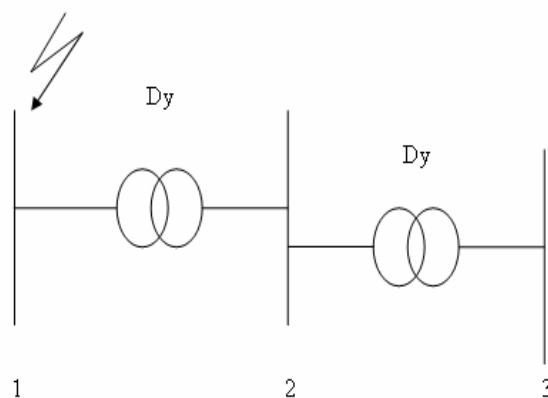


Figure I.9. Transformation des types de creux de tension.



Niveau de Tension	1	2	3
Types de creux de tension	A	A	A
	B	C	D
	C	D	C
	E	F	G
	-	H/I	-

Tableau I.2. Propagation des creux de tension.

Les creux de tension avec surtension dus aux défauts dans les systèmes à neutre isolé ne sont pas représentés dans la classification de [11] car d'une part ils ne se propagent pas, et d'autre part ils ne sont pas subis par les charges généralement connectées en triangle dans les systèmes à neutre isolé.

Cependant ces creux de tension sont envisagés dans notre étude car ils permettent d'identifier et de localiser certains défauts, et sont très souvent présents au niveau MT en cas de connexion en étoile des appareils de mesure. Les creux de tension avec surtensions sont dénotés par les lettres H et I, et leurs signatures sont également présentées en figure I.8 où leur profondeur est indiquée par  $d$ .

Les creux de tension de **type H** présentent chute de tension sur une des phases et des surtensions sur les deux autres phases. Les creux de tension de **type I** se caractérisent par des chutes de tension sur deux des phases et une surtension sur la troisième phase. En fonction de leur profondeur, les creux de tension de type I présentent deux signatures différentes. Pour une profondeur  $0 \leq d \leq 0.25pu$ , les trois tensions sont modifiées le long du même axe. Ce type de creux de tension est également dénoté par I\*.

Pour une profondeur du creux de tension  $d \geq 0.25pu$ , les tensions en chute sont modifiées le long de l'axe perpendiculaire à la phase en surtension. La valeur de celle-ci est alors fixe et de 1.5 pu. Les creux de tension de type B, D et F sont souvent appelés monophasés, car ils se caractérisent par une chute de tension sur une des phases. Les creux de tension de type C, E et G se caractérisent par des chutes de tension sur deux des phases et sont dénommés biphasés.

Le creux de tension de type A est appelé triphasé. Les creux de tension de type H et I se caractérisent à la fois par des chutes de tension et des surtensions et sont également appelés creux de tension avec surtensions.

### I.4.2. Surtensions et surintensités

Les surtensions correspondent à des augmentations de l'amplitude de la tension de 1,1 pu à 1,8 pu. Les surtensions sont moins fréquentes que les creux de tension et sont généralement dues à des courts-circuits dans les systèmes à neutre isolé qui engendrent à la fois des creux de tension et des surtensions. En cas de court-circuit monophasé dans un tel système, les deux phases non concernées par le défaut peuvent prendre une valeur pouvant aller jusqu'à 1,73 pu, c'est à dire la tension composée. En cas de court-circuit biphasé, la phase non affectée par le défaut se caractérise par une surtension qui peut aller jusqu'à 1,5 pu.

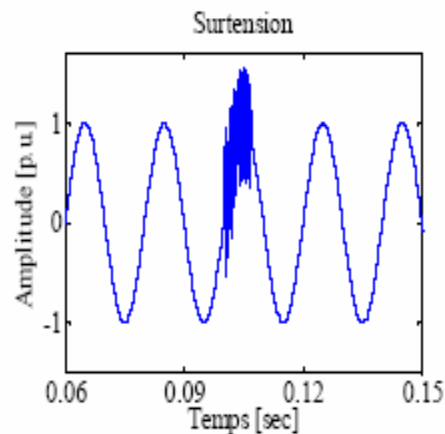


Figure I.10. Exemple de Surtension

Des surtensions peuvent également être provoquées par des phénomènes d'origine atmosphérique (foudre), par des déclenchements de charges importantes, par des mauvais fonctionnement de régulateurs de tensions, par ferrorésonance ou par des manoeuvres sur le réseau. Ce type de surtensions se caractérise généralement par une durée très brève et s'assimile le plus souvent à des transitoires.

### I.4.3. Variations de tension

La mise en service ou hors service des appareils électriques et le fonctionnement de certaines charges à puissance variable entraînent des variations de tension qui se manifestent sous deux formes principales :

- des variations lentes de tension se produisant à des intervalles de temps supérieurs à quelques secondes. Ces variations sont dues principalement au branchement et débranchement des charges et en général ne dépassent pas les  $\pm 10\%$  de la tension nominale. Ils ne causent pas de préjudice pour la plupart des équipements électriques.
- des variations rapides de tension conduisant à une composition spectrale de fréquence dans la bande 0.5 et 25 Hz. Ces variations sont dues aux charges dont la puissance absorbée fluctue de manière rapide, tels que les fours à arc, les machines à souder, les moteurs à couples pulsatoires ou à démarrages fréquents. Ces fluctuations rapides sont particulièrement ressenties sur le flux lumineux des lampes car elles provoquent un papillotement de la lumière, connu aussi comme flicker et qui est fort désagréable pour les consommateurs.

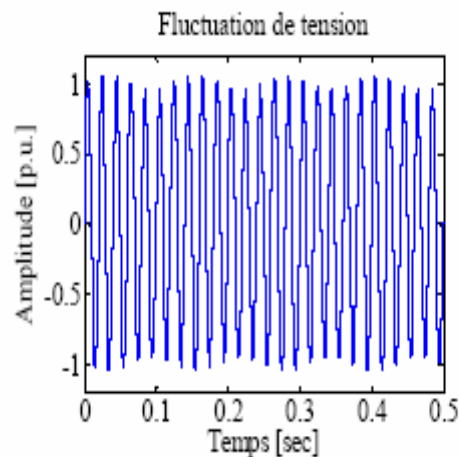


Figure I.11. Exemple de variation de tension

#### I.4.4. Déséquilibre

Trois grandeurs de même nature et de même pulsation forment un système triphasé équilibré lorsqu'elles ont la même amplitude et lorsqu'elles sont déphasées de  $\pm 120^\circ$ . Lorsque les grandeurs ne vérifient pas ces conditions de phase et d'amplitude, on parle d'un système triphasé déséquilibré (figure I.12).

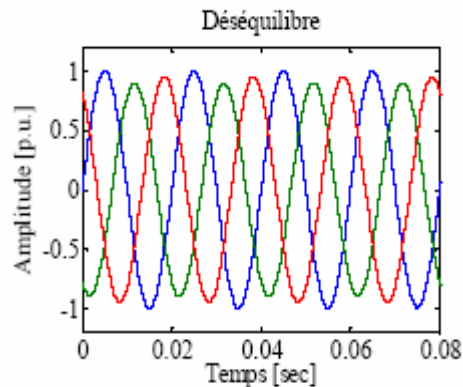


Figure I.11. Exemple de variation de déséquilibre.

Les déséquilibres sont généralement dus à des charges monophasées car dans ce cas les courants absorbés sur les trois phases sont d'amplitude et/ou de phase différente, d'où un déséquilibre des trois tensions. Le déséquilibre des tensions peut également être dû à des charges triphasées, lorsque celles-ci ne sont pas symétriques.

On parle d'un déséquilibre d'amplitude lorsque les trois tensions n'ont pas la même valeur efficace, et d'un déséquilibre de phase lorsque le déphasage entre les trois phases successives n'est pas de  $120^\circ$ . Le niveau de déséquilibre est lié à la fois à la puissance et la localisation des charges perturbatrices, et à la puissance de court-circuit du réseau amont. Le bouclage des réseaux, favorable à l'obtention d'une puissance de court-circuit élevée, permet de diminuer le degré de déséquilibre.

Les déséquilibres de tension engendrent des composantes inverses de courant, qui provoquent des couples de freinage parasites et des échauffements dans les moteurs à courant alternatif. Ils peuvent également perturber le fonctionnement des dispositifs à thyristors à commande de phase.

### I.4.5. Perturbations harmoniques

Les harmoniques sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fondamentale (50 Hz), qui provoquent une distorsion de l'onde sinusoïdale. Ils sont principalement dus à des installations non linéaires telles que les convertisseurs ou les gradateurs électroniques, les fours à arc, etc. Leur amplitude peut être amplifiée par des phénomènes de résonance, en particulier lorsque des batteries de condensateurs ne sont pas installées avec les précautions nécessaires.

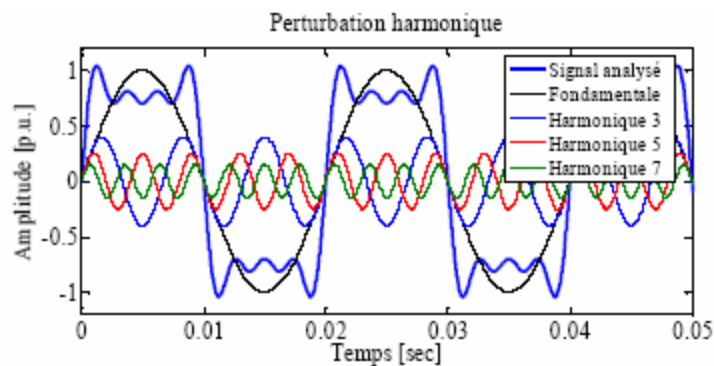


Figure I.12. Exemple de Distorsion harmonique.

Des niveaux élevés d'harmoniques peuvent causer un échauffement excessif de certains équipements, par ex. de condensateurs ou de machines tournantes, et peuvent perturber le fonctionnement de systèmes électroniques. Dans les immeubles de bureaux, avec un grand nombre d'ordinateurs et un éclairage fluorescent, la surcharge du neutre par courants harmoniques homopolaires (principalement h3) est devenue courante (courant de valeur efficace supérieure à celle des courants de phase, alors que la section de cuivre est moindre). D'autres phénomènes moins fréquents ont déjà été observés, par exemple la destruction de disjoncteurs (augmentation du  $dv/dt$ ).

Les composantes dont la fréquence  $n$ 'est pas un multiple entier de la fondamentale se rencontrent moins souvent sans être rares. Elles sont appelées interharmoniques. Les interharmoniques sont le plus souvent dus à des installations produisant des harmoniques rapidement variables, tels que fours à arc, cyclo-convertisseurs, variateurs de vitesse employés dans certaines conditions (la "modulation" des harmoniques provoque l'apparition de "bandes latérales" à des fréquences

intermédiaires); la présence de filtres d'harmoniques peut considérablement aggraver le phénomène (amplification de fréquences intermédiaires ; phénomènes d'instabilité dans les convertisseurs...).

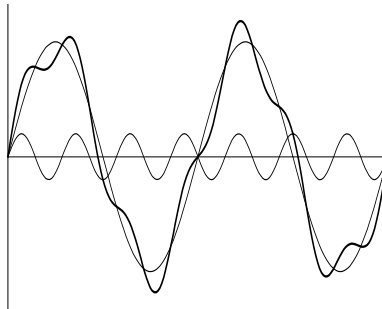


Figure I.13: Distorsion provoquée par un seul inter harmonique ( $h=3.5$ )

Les interharmoniques provoquent des variations de la valeur crête de la sinusoïde et des déplacements de son point de passage par zéro ; ils sont de ce fait plus gênants que les harmoniques ordinaires et justifient des limitations plus sévères.

## **I.5. Conclusion :**

Dans ce chapitre nous avons présenté le concept qualité de l'énergie électrique : définitions, principales perturbations affectant. Les caractéristiques de ces perturbations ont été aussi présentées.

Dans le chapitre suivant nous nous pencherons sur les techniques et les méthodes permettant de réaliser leur analyse jusqu'à la modélisation. Une attention particulière sera portée aux perturbations les plus gênantes et les plus communément rencontrées, c'est-à-dire les creux de tension, les coupures brèves, les variations de tension et les harmoniques.

Chapitre II :  
Méthodes d'analyse des perturbations électriques

## II.1. Introduction

Les méthodes d'analyse des perturbations électriques permettront de fournir un outil performant pour les opérateurs de réseau d'une part, et un moyen de contrôle avancé pour les clients dans l'optique d'identifier les points faibles dans le fonctionnement de leurs réseaux internes d'autre part.

Pour les perturbations importantes (creux de tension, coupures et surtensions), nous envisageons d'analyser leur amplitude par des méthodes d'estimation d'amplitude, de détection, de classification et de caractérisation. Quant à la forme d'onde (harmoniques), les outils d'estimations utilisées sont les séries de Fourier, transformée de Fourier. Enfin, nous comptons présenter les techniques d'estimation et de représentation statistique pour les variations de tension et de fréquence.

## II.2. Creux de tension, coupures brèves et surtensions

Les méthodes d'analyse des creux de tension, les coupures et les surtensions sont rangées dans la même catégorie d'analyse. Ces derniers sont caractérisés tous par des variations importantes de l'amplitude de la tension.

### II.2.1. Creux de tension

La connaissance des paramètres qui caractérisent les creux de tension permet de déterminer les adaptations nécessaires pour éviter les incidents de fonctionnement, et caractériser pleinement ce type de perturbation. Les deux paramètres principaux d'un creux de tension sont sa durée et son amplitude.

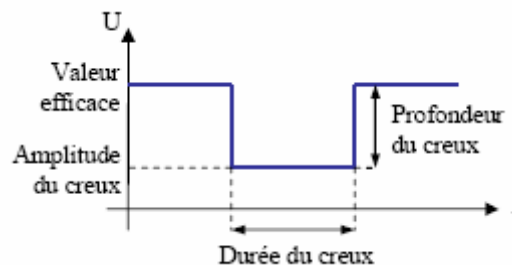


Fig. II.1. Caractérisation d'un creux de tension [12]



La détection des creux de tension est faite à partir de la mesure de la tension efficace définie sur une période du signal et rafraîchie toutes les demi périodes [13].

La mesure des surtensions est similaire à celle des creux de tension mais au lieu de suivre les diminutions de tension, on s'intéresse à la mesure des augmentations de la valeur efficace de la tension

### II.2.1.1. Estimation de l'amplitude

L'estimation de l'amplitude des perturbations électriques par les appareils de mesure est faite par l'analyse de la valeur efficace du signal tout en quantifiant l'amplitude de ce dernier par l'estimation de son enveloppe ou de son fondamental.

#### II.2.1.1.2. Valeur efficace

Pour déterminer en temps réel l'amplitude du signal sinusoïdale de période fondamentale  $T_0$ , la valeur efficace est estimée à chaque échantillon sur une fenêtre glissante. La longueur de cette fenêtre est en général un multiple entier d'une demi période. Des fenêtres de longueur inférieure ou non multiple d'une demi période introduisent des oscillations dans l'amplitude estimée.

Pour une fenêtre glissante de longueur  $kT_0$ , où  $k$  est un rationnel positif, la valeur efficace du signal  $x(t)$  est déterminée par :

$$x_{\text{eff}}(t) = \sqrt{\frac{1}{kT_0} \int_{t - \frac{kT_0}{2}}^{t + \frac{kT_0}{2}} x(\tau)^2 d\tau} \quad (\text{II.1.})$$

L'amplitude estimée du signal supposé sinusoïdal est alors proportionnelle à sa valeur efficace estimée :

$$A_x(t) = \sqrt{2} x_{\text{eff}}(t) \quad (\text{II.2.})$$

L'estimation de l'amplitude par la valeur efficace est traditionnellement utilisée dans les appareils de mesure car cette technique est facilement réalisable et fiable dans le cas sinusoïdal pur. Cependant, elle n'est pas très performante en cas de présence d'harmoniques ou de bruit qui

introduisent des erreurs dans l'amplitude estimée [3]. Elle présente également l'inconvénient de ne pas bien refléter les variations brusques de l'amplitude, qui sont caractéristiques des perturbations dues aux court-circuits. En effet, si l'amplitude du signal est estimée sur une fenêtre glissante d'une période, une variation instantanée de l'amplitude réelle du signal se traduit par une transition de durée d'une période dans la valeur efficace estimée. Si on utilise une longueur de fenêtre d'une demi période, les variations brusques de l'amplitude réelle sont mieux reflétées, néanmoins l'amplitude estimée présente des oscillations importantes.

### II.2.1.2 Signal analytique

Le signal analytique est utilisé pour estimer l'amplitude, la phase et la fréquence instantanées d'un signal sinusoïdal en fonction du temps. Le signal analytique d'un signal  $x(t)$  est défini comme un signal à valeurs complexes de partie réelle  $x(t)$ , et de partie imaginaire la transformée de Hilbert de  $x(t)$  :

$$x_a(t) = x(t) + j * \text{hilbert}(x(t)) \quad (\text{II.3})$$

La transformation de Hilbert du signal  $x(t)$  est égale au même signal déphasé de  $\frac{\pi}{2}$ , ou signal en quadrature. Ainsi par exemple, la transformée de Hilbert d'un cosinus est un sinus.

Le signal analytique d'un signal de forme sinusoïdale  $x(t) = A(t)\cos(\omega t + \varphi)$  est donc une exponentielle complexe de même fréquence, même amplitude et même phase :

$$x_a(t) = A(t)e^{j(\omega t + \varphi)} \quad (\text{II.4})$$

La valeur absolue du signal analytique constitue finalement une estimée de l'amplitude instantanée du signal  $x(t)$  :

$$A(t) = |x_a(t)| \quad (\text{II.5})$$

Par rapport aux autres techniques d'estimation d'amplitude, le signal analytique présente l'avantage de détecter instantanément les perturbations au niveau de l'amplitude et d'estimer avec une meilleure précision leur durée. Cependant l'amplitude estimée par le signal analytique peut présenter un caractère bruité non négligeable.

Cette technique est intéressante dans le cas de perturbations de très courte durée (moins de deux périodes fondamentales). En effet, ces perturbations ne sont pas détectées ou leur amplitude et leur durée n'est pas correctement estimée par les autres techniques d'estimation du fait des fenêtres glissantes utilisées.

### II.2.1.3 Composante fondamentale

L'amplitude d'un signal peut également être estimée par la composante fondamentale définie par:

$$x_{\text{fond}}(t) = \frac{2}{T_0} \left| \int_{t-\frac{T_0}{2}}^{t+\frac{T_0}{2}} e^{-j\frac{2\pi}{T_0}\tau} d\tau \right| \quad (\text{II.6})$$

Cette technique présente l'avantage d'estimer l'amplitude du signal correctement et sans oscillations, même en cas de présence de perturbations harmoniques. Cependant, les variations instantanées dans l'amplitude du signal sont représentées par des transitions d'une période dans l'amplitude du signal estimée par la composante fondamentale, tout comme la méthode basée sur la valeur efficace.

### II.2.1.4 Performances

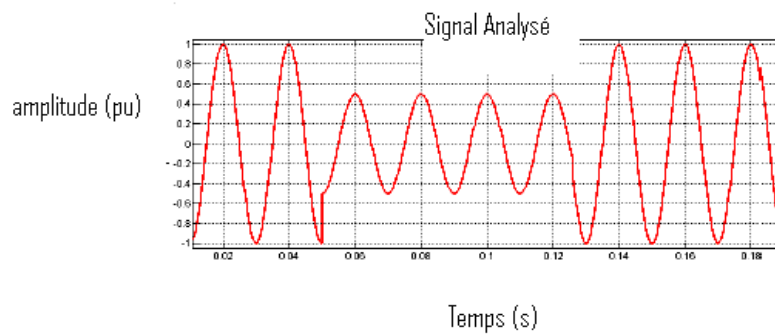
Afin d'illustrer les performances des techniques précédentes d'estimation d'amplitude, l'exemple d'un creux de tension est présenté à la figure II.2a. Cette perturbation est provoquée par un court-circuit et se caractérise par des variations brusques de l'amplitude du signal.

L'amplitude du creux de tension mesuré est estimée par la valeur efficace sur une fenêtre glissante d'une demi période fondamentale (figure II.2b), par le module du signal analytique (figure II.2c), et par la composante fondamentale sur une fenêtre glissante d'une période fondamentale (figure II.2d).

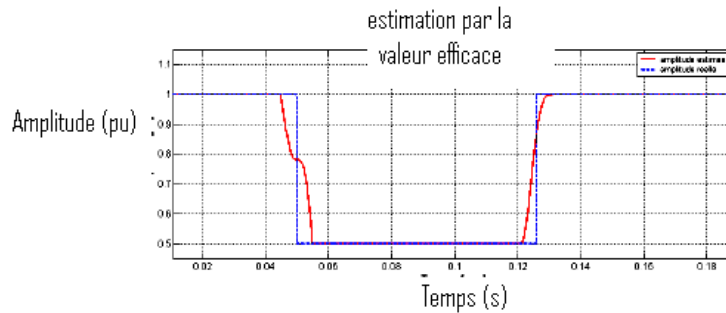
On observe que la valeur estimée de l'amplitude du signal n'est pas modifiée instantanément pour les estimateurs basés sur des fenêtres glissantes (figures II.2b et d), ce qui peut constituer un problème pour déterminer avec précision la durée de la chute de tension. Toutefois, ces estimateurs sont de relativement bonne qualité puisqu'ils sont peu bruités. L'estimateur basé sur le signal analytique présente des caractéristiques opposées (figure I.2c) puisqu'il détecte quasi-

instantanément le changement d'amplitude, tout en fournissant une estimée bruitée de l'amplitude instantanée du signal analysé.

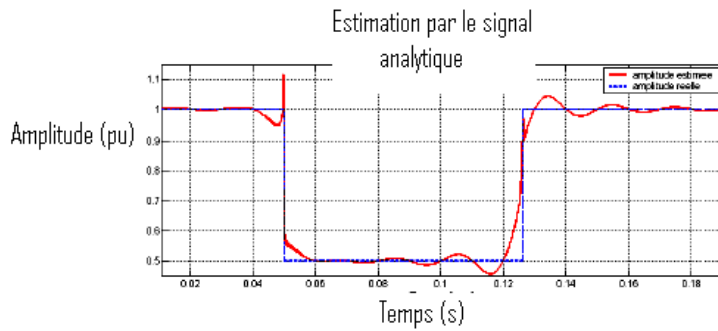
Les méthodes estimées sur des fenêtres glissantes sont préférées pour l'analyse et la classification des creux de tension. Le signal analytique peut être utilisé pour une estimation plus précise de la durée de ces perturbations.



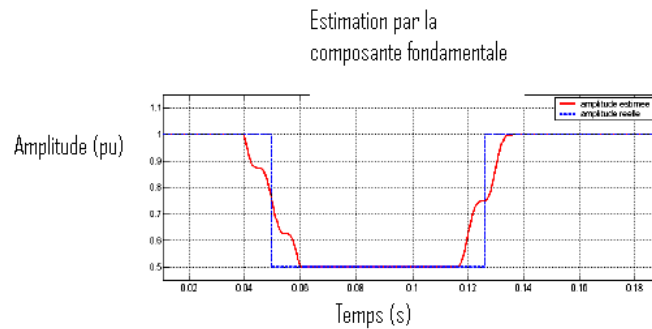
a)



b)



c)



d)

Figure. II.2. un Creux de tension mesuré (a), amplitude du signal mesuré estimée par la valeur efficace (b), le signal analytique (c) et la composante fondamentale du signal (d)[3].

### II.2.1.5. Segmentation

Afin d'analyser une perturbation, celle-ci doit être détectée et isolée. Le processus de décomposition des signaux mesurés en segments constants ou faiblement variables est appelé « segmentation ». Les problèmes de segmentation sont bien connus dans des domaines comme le traitement du signal et le traitement de l'image, et sont souvent appliqués dans les applications de diagnostic de défauts [3], [12].

Les méthodes de segmentation peuvent agir dans le domaine temporel, dans le domaine fréquentiel ou bien être basées sur un modèle du signal. Les méthodes de segmentation dans le domaine temporel utilisent les outils de la décision statistique tels que les tests d'hypothèses séquentiels pour détecter les changements dans les paramètres du signal [13], [14]. On choisira ici la composante fondamentale ou la valeur efficace, car ces deux techniques n'introduisent que peu de bruit dans l'amplitude du signal estimée, et diminuent ainsi le risque de fausses détections et d'erreurs de segmentation.

Dans le domaine fréquentiel, les algorithmes de segmentation sont appliqués aux formes d'onde enregistrées [15]. Le début et la fin de la perturbation sont détectés par l'analyse des modifications dans le spectre du signal. En effet, les perturbations se caractérisent par des sauts dans l'amplitude et la phase des composantes spectrales du signal, et peuvent également être à l'origine de nouvelles composantes spectrales.

Pour ce qui concerne les techniques de segmentation basées sur des modèles, les changements sont détectés par comparaison du signal mesuré avec des modèles du signal pré-établis par l'utilisateur.

Leur inconvénient majeur est lié au fait que leurs performances dépendent directement de la validité du modèle utilisé.

Les algorithmes utilisés pour détecter et isoler les perturbations considérées agissent dans le domaine temporel, et portent sur l'amplitude du signal estimée par la composante fondamentale.

Afin de détecter un creux de tension, l'algorithme de segmentation choisi est appliqué à chacune des trois tensions, car les phases caractérisées par des chutes de tension ne sont pas connues a priori. Ensuite, les résultats pour chaque phase sont comparés et une décision de segmentation commune pour les trois tensions est prise. Ceci est généralement fait par des algorithmes de comparaison des segments prenant en compte le fait qu'un creux de tension peut affecter une, deux ou trois phases, et que les chutes de tension provoquées par le même événement ne sont pas forcément détectées au même instant sur les trois phases.

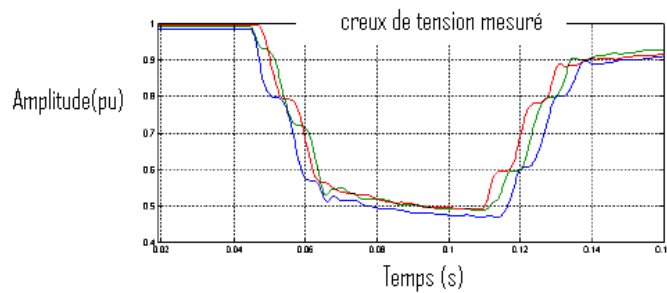


Figure II.3. Tensions efficaces d'un creux de tension triphasé mesuré [3].

Par exemple, le creux de tension représenté à la figure II.3 est provoqué par un défaut triphasé et se caractérise par une chute de tension sur les trois phases. Même si ces chutes ont la même origine, les changements dans les tensions efficaces des trois phases ne sont pas effectués au même moment. Ce phénomène est visible à la fois au début et à la fin du creux. L'algorithme de segmentation appliqué à chacune des phases détecte donc des changements d'amplitude à des instants différents. Par la suite, ces instants sont comparés et ceux qui sont proches dans le temps sont considérés comme provoqués par le même événement. L'instant de cet événement est alors déterminé par la moyenne des instants correspondants sur les trois phases.

La segmentation de chacune des phases et l'analyse des segments peuvent introduire des erreurs de segmentation surtout dans le cas de creux de tension de courte durée ou à plusieurs niveaux.

## II.2.2 Méthodes de classification

La classification représente le processus d'identification du type de creux de tension à partir des formes d'onde enregistrées. Le type de creux de tension est une caractéristique importante, car elle permet l'identification et la localisation du défaut produit.

### II.2.2.1 Méthode des 6 tensions

La méthode des 6 tensions [3] et [16], consiste à comparer l'amplitude des trois tensions simples et des trois tensions composées normalisées. La tension, dont l'amplitude est la plus faible indique la phase ou les phases dont la chute de tension est la plus importante.

Pour illustrer la méthode des six tensions, l'exemple d'un creux de tension mesuré est présenté en figure II.3a. Les amplitudes des trois tensions simples et des trois tensions composées sont

estimées par la composante fondamentale et sont présentées en « pu » à la figure II.3b. La tension avec la chute de tension la plus importante est  $V_c$ , donc le creux de tension mesuré est monophasé avec chute de tension principale sur la phase  $c$ .

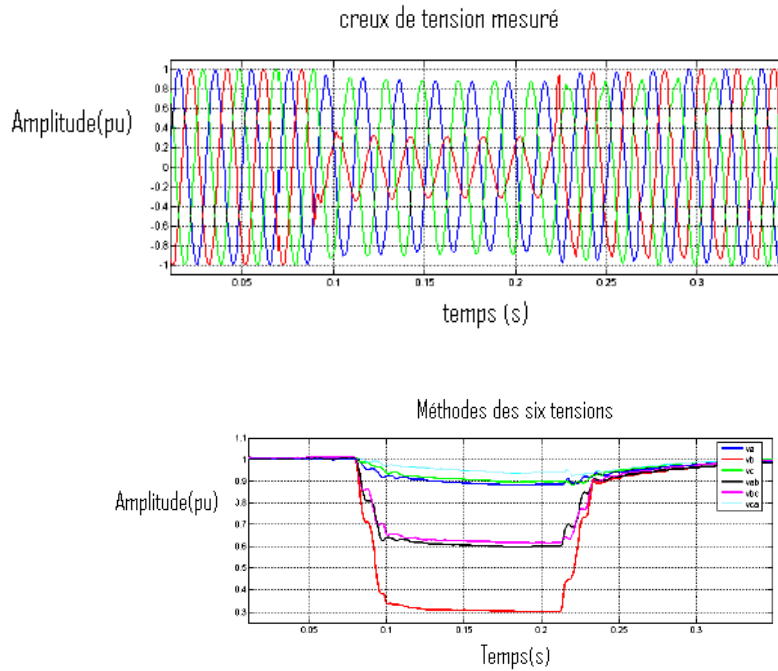


Figure II.3. (a) Creux de Tension mesuré (b) identification du type de creux.

La méthode des six tensions permet de différencier les creux de tension monophasés, biphasés et triphasés. Cependant, il faut prévoir des cas particuliers dans l'algorithme afin d'analyser les creux de tension triphasés et les creux de tension biphasés de type E. En effet, les creux de tension de type E se caractérisent par trois tensions minimales : deux tensions simples et une tensions composée.

Dans le cas des creux de tension triphasés, les six tensions se caractérisent par la même amplitude :

$$v_{\min} = \min \left\{ v_a, v_b, v_c, \frac{v_{ab}}{\sqrt{3}}, \frac{v_{bc}}{\sqrt{3}}, \frac{v_{ca}}{\sqrt{3}} \right\} \quad v_{\max} = \max \left\{ v_a, v_b, v_c, \frac{v_{ab}}{\sqrt{3}}, \frac{v_{bc}}{\sqrt{3}}, \frac{v_{ca}}{\sqrt{3}} \right\}$$



La méthode des 6 tensions est simple et efficace. Elle permet de déterminer si un creux de tension est monophasé, biphasé ou triphasé, ainsi que de déterminer la (les) phase(s) en chute.

Cependant, elle utilise 6 variables pour la classification des creux de tension et ne permet pas la différenciation des différents types de creux de tension monophasés et biphasés.

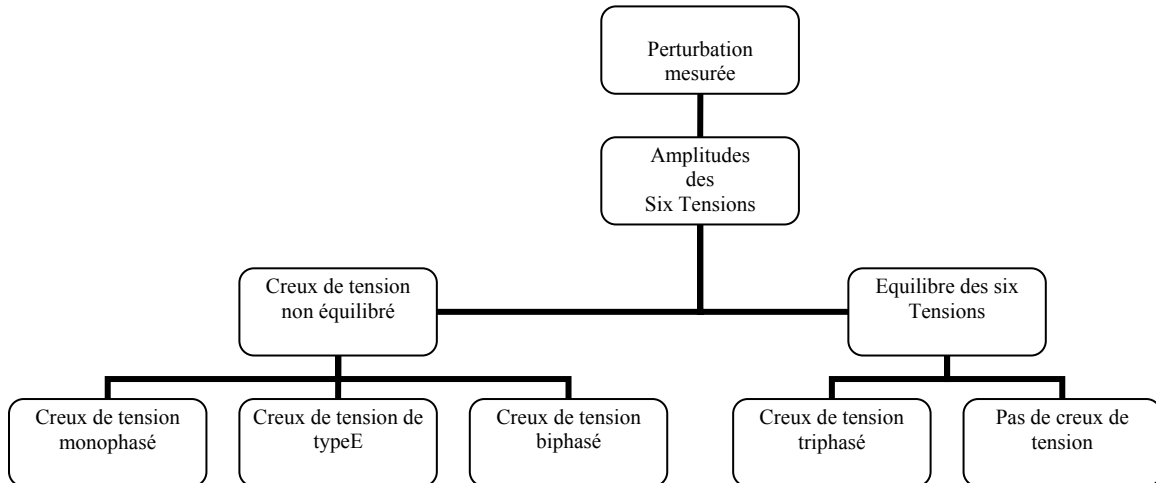


Figure II.4. Classification des creux de tensions basé sur la méthode des six tensions.

### II.2.2.2 Méthode des composantes symétriques

La méthode des composantes symétriques [17], détermine le type de creux de tension par une étude dans le plan complexe des tensions directe et inverse. L'impédance directe et inverse sont supposées égales. La tension homopolaire est supposée nulle, car l'objectif de cette méthode est de déterminer la propagation et la conséquence des creux de tension sur les charges et non d'identifier un creux de tension à partir des formes d'ondes enregistrées. Or, la composante homopolaire s'annule à travers la majorité des transformateurs et aux bornes des charges qui sont connectées en triangle ou en étoile non relié à la terre.

Puisque cette méthode analyse les creux de tension tels qu'ils sont subits par les charges, elle est développée et valable seulement pour les creux de tension de type A, C et D.

L'algorithme de classification est présenté en figure II.5. Il est constitué des étapes suivantes : Les tensions directe  $V_d$ , inverse  $V_i$  et homopolaire  $V_0$  sont déterminées par la transformée de Fortescue :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_i \\ V_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.6})$$

Où :  $V_a$ ,  $V_b$  et  $V_c$  sont les phaseurs des trois tensions obtenus par la transformée de Fourier discrète.

1. Le creux de tension est défini comme équilibré (type A) ou non équilibré (type C ou D) par une comparaison entre la tension directe et la tension inverse. Pour  $|V_i| \ll |1 - V_d|$  (en pu), le creux de tension est considéré comme équilibré. Si cette condition n'est pas remplie, le creux de tension est considéré comme non équilibré.
2. Si le creux de tension est non équilibré, son type est déterminé par la grandeur  $k$  ci dessous, qui est une fonction de l'angle entre la tension directe  $V_d$  et l'image de la tension inverse  $1 - v_i$  :

$$k = \text{round} \left( \frac{\text{angle}(v_d, 1 - v_i)}{60} \right) \quad (\text{II.7})$$

Où :

L'arrondi « round » représente la valeur entière la plus proche.

A partir de la valeur de  $k$ , le type de creux de tension est déterminé comme montré au Tableau II.1, et les phases en chute sont indiquées en indice.

<b>k</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>Type de creux</b>	$C_{bc}$	$D_b$	$C_{ab}$	$D_c$	$C_{ac}$	$D_a$

Tableau. II.1. Type de creux de tension en fonction de l'indice  $k$  [3]

Une fois que le type de creux de tension est déterminé, la tension inverse  $V_i$  subit une rotation :

$$V'_i = V_i e^{jk \frac{\pi}{3}} \quad (\text{II.8})$$

Deux variables permettant de caractériser les creux de tensions sont alors calculées :

$$\begin{aligned}v_{ch} &= v_d - v_i' \\ F &= v_d + v_i'\end{aligned}\quad (\text{II.9})$$

La grandeur  $V_{ch}$ , appelée tension caractéristique, est liée à la profondeur des creux de tension.

La grandeur  $F$ , appelée facteur PN dépend du nombre et de la puissance des moteurs connectés au réseau et indique le déséquilibre entre l'impédance directe et inverse. Cette grandeur permet de déterminer si l'identification des creux de tension par la tension caractéristique est fiable ou non. Lorsque le facteur PN est proche d'unité, l'hypothèse d'égalité entre l'impédance directe et l'impédance inverse est remplie et les creux de tension peuvent être correctement analysés par la tension caractéristique.

Lorsque le facteur PN est inférieur à unité (présence importante des moteurs asynchrones et inégalité entre les impédances directe et inverse), l'analyse des creux de tension par la tension caractéristique n'est plus fiable.

L'avantage principal de la méthode des composantes symétriques est l'utilisation d'une seule grandeur complexe (la tension caractéristique) pour la classification des creux de tension. Cependant, cette méthode est basée sur des suppositions qui ne sont pas toujours remplies (égalité entre les impédances directe et inverse et composante homopolaire nulle). De plus, cette méthode ne permet pas une classification exhaustive des creux de tension.

### II.2.3. Caractérisation

L'impact des creux de tension sur les différents appareils dépend principalement de leur amplitude et de leur durée. Les creux de tension peuvent donc être représentés par un point dans un repère contenant en abscisse la durée du creux de tension et en ordonnée l'amplitude du signal. Dans ce même repère, des courbes de sensibilité sont définies délimitant les zones de tolérance des appareils aux creux de tension. Les conséquences des creux de tension sont évaluées par leur position par rapport aux courbes de référence.

La figure II.5 présente trois creux de tensions dans le diagramme amplitude/durée notés par des indices de 1 à 3 et deux courbes de sensibilité : la courbe ITIC, qui est une courbe de référence pour la sensibilité à la microélectronique et une deuxième courbe de sensibilité d'un type de moteur. A l'aide de cette figure, on peut remarquer que :

- les appareils à base de microélectronique sont sensibles aux creux 1 et 2.
- les moteurs sont sensibles uniquement au creux 1
- le creux de tension 3 n'a pas de conséquences importantes sur le fonctionnement des équipements électriques précédents

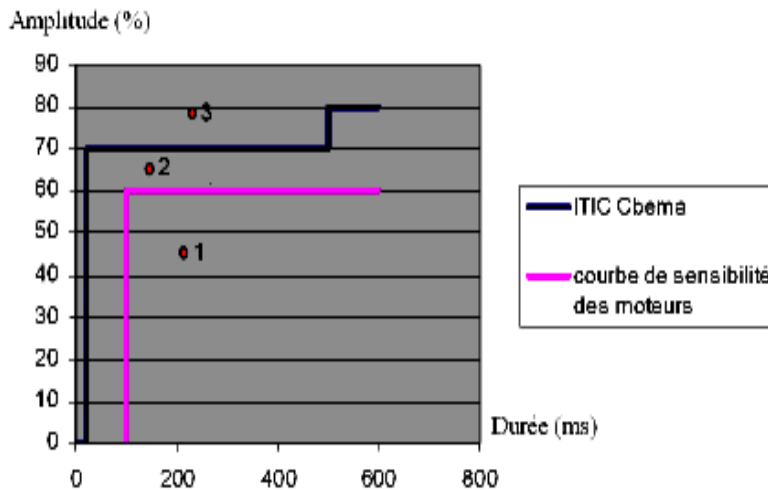


Figure II.5. Courbes de sensibilité au creux de tensions.

Comme dit plus haut, les creux de tension nécessitent deux grandeurs pour être caractérisés : L'amplitude et la durée. Différents indices permettant de caractériser les creux de tension par une seule grandeur ont été définis, parmi lesquels on distingue :

1. la perte de tension : La perte de tension est définie comme l'intégrale de la tension dans l'intervalle du creux de tension :  $L_v = \int (1 - v(t)) dt$  (II.10)
2. la perte d'énergie : La perte de l'énergie est définie comme l'intégrale de l'énergie dans l'intervalle du creux de tension :  $L_E = \int (1 - v(t))^2 dt$  (II.11)

Les indices « perte de tension » et « perte d'énergie » sont définis pour les systèmes monophasés. Dans le cas triphasé, ces indices sont calculés pour chacune des phases.

Pour caractériser l'impact des creux de tension triphasés, d'autres indices ont également été introduits, dont :

- **Le score du creux ou « sag score »** [18]

$$v = 1 - \frac{V_a + V_b + V_c}{3} \quad (\text{II.12})$$

Où

$V_a$ ,  $V_b$  et  $V_c$  sont les tensions efficaces données en pu.

Cet indice présente l'avantage d'être simple et facile à calculer. Cependant, il ne prend pas en compte la durée du creux de tension qui est un paramètre important pour l'évaluation de l'impact des creux de tension.

Un deuxième indice équivalent à la perte de l'énergie est introduit par Thalam [3] et [19]. Dans le cas triphasé, il est défini par :

$$w = \sum_{i=1}^3 (1 - v_i)^{3.14} T_i \quad (\text{II.13})$$

Où :

$W$  représente la perte de l'énergie due au creux de tension ;

$v_i$ ,  $T_i$  sont respectivement l'amplitude et la durée de la chute de tension sur la phase  $i$ .

## II.3. Harmoniques

### II.3.1 Outils d'analyse

#### II.3.1.1 Série de Fourier

Par définition, une fonction  $f(t)$  est dite périodique si elle vérifie la relation  $f(t) = f(t + T_0)$ , où  $T_0$  sa période fondamentale.

Un signal  $x(t)$  périodique de période fondamentale  $T_0$  peut, sous les conditions de Dirichlet ( $x(t)$  borné, continu par morceaux, monotone par morceaux), se décomposer en une série convergente de la forme :

$$x(t) = a_0 + \sum_{k=1}^{\infty} [a_k \cos(k\omega_0 t) - b_k \sin(k\omega_0 t)] \quad (\text{II.14})$$

Où

$\omega_0 = \frac{2\pi}{T_0}$  est la pulsation fondamentale du signal.

On définit également la fréquence fondamentale du signal par  $f_0 = \frac{2}{T_0}$

Ce signal peut de la même manière être représenté par une série de signaux exponentiels complexes :

$$x(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} x_k = \sum_{k=-\infty}^{\infty} \langle x \rangle_k e^{jk\omega_0 t} \quad (\text{II.15})$$

Où

$x_k = \langle x \rangle_k e^{jk\omega_0 t}$  est l'harmonique de rang  $k$  de fréquence  $kf_0$  et d'amplitude complexe

$$\langle x \rangle_k = |x_k| e^{j\phi_k}$$

Obtenue par l'équation :

$$\langle x \rangle_k = \frac{1}{T_0} \int_{T_0} x(t) e^{-jk\omega_0 t} dt \quad (\text{II.16})$$

Dans le cas de signaux à valeurs réelles, les coefficients  $x_k$  vérifient la propriété  $x_{-k} = \overline{x_k}$ , où  $\overline{x_k}$  est le complexe conjugué de  $x_k$ . Ceci montre que pour de tels signaux, les harmoniques de fréquence positive ( $k > 0$ ) contiennent la même information que ceux de fréquence négative ( $k < 0$ ) et suffisent pour définir entièrement le signal analysé. Cette propriété n'est plus vraie pour les signaux à valeurs complexes.

### II.3.1.2 Transformée de Fourier

L'outil série de Fourier se rapporte aux signaux purement périodiques. Les signaux non périodiques peuvent aussi, sous certaines conditions, se décomposer en une somme

d'exponentielles complexes :  $x(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} X(\omega) \exp(j\omega t) d\omega$  Où  $x(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \exp(-j\omega t) dt$

### II.3.2 Caractérisation

Différents critères sont définis pour caractériser les perturbations harmoniques. Le taux de distorsion harmonique (THD) est le plus employé pour quantifier le contenu harmonique d'un signal périodique :

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} v_k^2}}{v_{\text{eff}}} \quad (\text{II.17})$$

Où

$v_{\text{eff}}$  est la valeur efficace du signal analysé, et  $v_k$  est son harmonique de rang  $k$ .

## II.4. Variations de tension et de fréquence

### II.4.1. Outils d'analyse

La fréquence et l'amplitude des signaux électriques évoluent avec le temps, ce qui fait de ces grandeurs des signaux non stationnaires. Pour analyser ces variations, les outils temps fréquence classiques [20] & [21] comme le spectrogramme, ou la transformée de Wigner-Ville peuvent donc être utilisés. Ces outils permettent une localisation et une visualisation à la fois temporelle et fréquentielle du signal. Le temps est généralement représenté sur l'axe des abscisses et la fréquence sur l'axe des ordonnées, alors que la puissance du signal est présentée en couleur.

### II.4.2. Représentation statistique

Les variations des grandeurs électriques sont le plus souvent aléatoires et de ce fait, elles peuvent être considérées et analysées comme des variables aléatoires. Comme nous allons le voir, plusieurs grandeurs mathématiques ont été définies afin d'étudier et caractériser les variables aléatoires.

#### II.4.2.1. Fonction de répartition, densité de probabilité et histogramme

Une grandeur permettant de caractériser totalement une variable aléatoire  $X$  est sa fonction de répartition  $F_X$ , définie comme la probabilité que  $X$  prenne une valeur inférieure ou égale à une valeur réelle  $x$  :

$$F_X(X) = \text{Pr ob}(X \leq x) \quad (\text{II.18})$$

De cette fonction de répartition découle directement la définition de la densité de probabilité  $P_X$  de la variable aléatoire  $X$  :

$$P_X(X) = \text{Pr ob}(x < X < x + dx) = \frac{dF_X(x)}{dx} \quad (\text{II.19})$$

De plus, on montre que  $P_X$  est à valeurs positives ou nulles sur  $P$  et vérifie la relation  $\int P_X(x) dx = 1$ . Les deux grandeurs précédentes contiennent toute l'information disponible sur la variable aléatoire  $X$ , et permettent de la caractériser parfaitement. Il est donc très intéressant de chercher à les estimer simplement. Un moyen simple d'estimer la densité de probabilité  $P_X$  d'une variable aléatoire est de mesurer son histogramme et de le normaliser pour que son intégrale soit égale à 1. Un estimateur de la fonction de répartition  $F_X$  en découle alors directement, en calculant les sommes cumulées (ou l'intégrale numérique) de cet histogramme normalisé.

On est donc sûr de caractériser complètement une variable aléatoire en utilisant son histogramme, mais il est alors nécessaire de stocker les données numériques sous forme vectorielle.

#### II.4.2.2. Moments statistiques : espérance, variance et écart type

On préfère parfois utiliser des grandeurs scalaires permettant d'isoler certaines caractéristiques bien particulières des variables aléatoires : les moments statistiques. Le moment statistique d'ordre  $n$  d'une variable aléatoire  $X$  est défini par :

$$E(X^n) = \int x^n P_X(x) dx \quad (\text{II.20})$$

Il faut noter que cette intégrale devient une somme discrète dans le cas d'une variable aléatoire discrète.

Les moments les plus utilisés sont ceux d'ordre 1 et 2, surtout dans le cas gaussien où les moments d'ordre supérieur à 2 n'apportent aucune information supplémentaire.

La valeur moyenne de la variable aléatoire analysée est caractérisée par son moment d'ordre 1, obtenu en prenant  $n=1$  dans l'équation (II.20).



Afin de caractériser ses fluctuations ou sa dispersion autour de sa valeur moyenne, on utilise un moment d'ordre 2 particulier, la variance. Celle-ci est la valeur moyenne des carrés des écarts à la moyenne, où le moment d'ordre 2 auquel on a enlevé la contribution de la moyenne :

$$\text{Var}(X) = E\left[\left(X - E(X)\right)^2\right] = E(X^2) - E^2(X) \quad (\text{II.21})$$

Enfin, afin de disposer d'une grandeur caractérisant les fluctuations, et homogène à une amplitude, on définit l'écart type, qui est la racine de la variance :

$$\sigma_x = \sqrt{\text{var}(X)} \quad (\text{II.22})$$

Les estimateurs des grandeurs précédentes, appelés moyenne et variance empirique, sont donnés par les équations suivantes dans le cas de  $N$  réalisations  $x_i$  ( $i=1, \dots, n$ ) d'une variable aléatoire  $X$  [22]:

Moyenne empirique :

$$\mu_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (\text{II.23})$$

Variance empirique :

$$\sigma_x^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \mu_x)^2 \quad (\text{II.24})$$

Ces différentes grandeurs scalaires permettent donc également de caractériser la variable aléatoire étudiée.

## II.5. Déséquilibre :

Le déséquilibre d'un système triphasé est quantifié par le facteur de déséquilibre, dont la définition dépend du type de mesures. Pour des mesures entre phase et neutre ou phase et terre, le facteur de déséquilibre est défini par :

$$V_u = \left| \frac{V_a + a^2 V_b + a V_c}{V_a + a V_b + a^2 V_c} \right| \times 100\% \quad (\text{II.25})$$

Où  $V_a$ ,  $V_b$  et  $V_c$  sont les fondamentaux sous forme complexe ou phaseurs des trois grandeurs simples [23]. Ils sont estimés par transformée de Fourier discrète appliquée aux trois formes d'onde enregistrées.

On remarque qu'en fonction des composantes symétriques définies par l'équation (II.6), le facteur de déséquilibre  $V_u$  peut également s'interpréter comme le rapport entre la composante inverse et la composante directe du système triphasé :

$$V_u = \left| \frac{V_i}{V_d} \right| \times 100\% \quad (\text{II.26})$$

En cas de mesures entre phases, le facteur de déséquilibre prend alors la forme :

$$V_u = \left| \frac{V_{ab} - aV_{bc}}{V_{ab} - a^2V_{bc}} \right| \times 100\% \quad (\text{II.27})$$

Où

$V_{ab}$  et  $V_{bc}$  sont les fondamentaux sous forme complexe ou phaseurs des grandeurs composées correspondantes.

## II.6. Fluctuations de tension et flicker

La caractérisation des fluctuations de tension est caractérisée par l'amplitude des déviations et la fréquence à laquelle elles apparaissent.

Dans l'analyse du flicker, il ne suffit pas de tenir compte des facteurs techniques, car les facteurs physiologiques et psychologiques jouent également un rôle important. L'appareil qui permet de quantifier et de caractériser ce phénomène est appelé « *flickemètre* », et est illustré à la figure II.6. L'adaptation de tension d'entrée (bloc 1) permet, pour les appareils numériques, de normaliser la valeur efficace de la tension à 230 V sur le temps d'étude du flicker.

Le deuxième bloc a pour rôle la restitution de la fluctuation de tension, simulant ainsi le comportement de la lampe (le flux lumineux d'une lampe d'éclairage est en effet proportionnel au carré de la tension qui lui est appliquée).

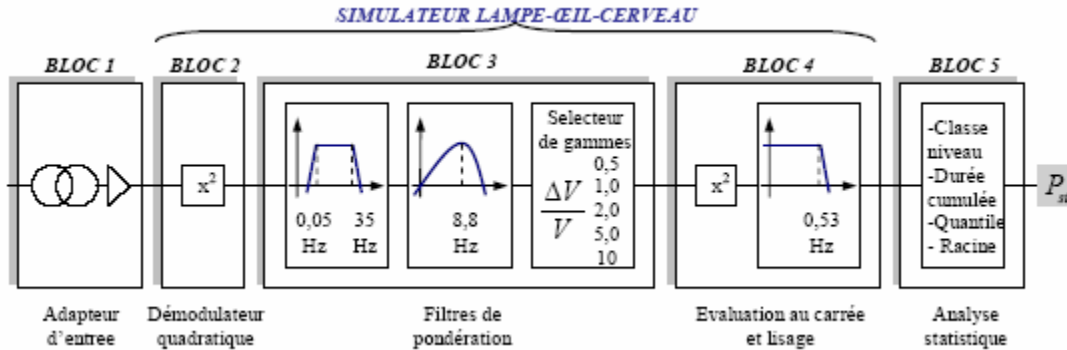


Figure II.6. Diagramme fonctionnel du flickermètre [ EN 61000-4-15]

Le bloc 3 est composé de deux filtres et du sélecteur de gammes de mesure. Le premier filtre élimine la composante continue non représentative du flicker et garde juste les composantes basse fréquence et le deuxième filtre simule le réponse lampe - œil - cerveau.

Les fonctions du bloc 4 sont d'élever au carré le signal pondéré de flicker pour simuler la perception non linéaire du couple œil - cerveau et de lisser le signal pour simuler l'effet de mise en mémoire dans le cerveau. La sortie du bloc 4 représente la sensation instantanée du flicker et a comme unité de mesure les unités de perception.

Le dernier bloc fait l'analyse statistique de la sensation instantanée du flicker et donne en sortie le paramètre qui permet de mesurer le flicker, appelé « $P_{st}$ ». Le  $P_{st}$  représente l'évaluation du flicker à court terme.

Pour l'évaluation du flicker à long terme  $P_{lt}$ , on utilise les valeurs du  $P_{st}$  obtenues sur une période donnée. Le flickermètre est un appareil de mesure monophasé, et présente donc des limitations dans le cas de mesures triphasées. En effet, celui-ci présente d'importantes erreurs d'estimation si le taux de flicker est différent sur chaque phase, puisqu'il ne fournit pas de mesure globale. Une mesure triphasée globale constitue donc la solution pour éliminer ce problème.

## **II.7. Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons présenté les différentes techniques d'analyse des perturbations qui affectent la qualité d'énergie électrique existantes. L'avantage de ces méthodes est qu'elles fournissent une mesure globale des diverses perturbations qui affectent la qualité de l'énergie. Ces techniques peuvent aussi nous faciliter le calcul d'indices de la qualité de l'énergie électrique indispensables pour évaluer la qualité dans un environnement commun standardisés. Ces indices feront l'objet du chapitre suivant.

## Chapitre III

### Surveillance de la QEE

### III.1. Introduction

La surveillance de la qualité d'énergie électrique (monitoring) dans un réseau peut être définie comme le processus de collecte des données sur les tensions et les courants au sein d'un réseau électrique dans le temps, de transférer ces données et à les transformer en informations utiles [26].

Le monitoring permet de comprendre l'origine des perturbations, d'évaluer leur impact sur les équipements. Ce domaine est riche en problèmes ouverts du fait de la forte augmentation des capacités d'enregistrements et de traitement de données [3]. Avec l'architecture des nouveaux systèmes informatiques de pointe permettant la possibilité d'acquisition, du stockage et communication, le monitoring de la qualité d'énergie électrique en temps réel est atteint.

Actuellement tous les acteurs des réseaux s'accordent généralement sur la nécessité pour des indices de qualité standardisés permettant de surveiller et d'évaluer la qualité sur une base commune [27]. Ces indices sont les résultats de caractérisation, réduction ou l'extraction d'un volume important de données de mesure des paramètres (tensions, courants) dans le temps.

Un besoin pour des indices communs de la qualité d'énergie électrique est indispensable. Avec ces indices il est possible de rendre compte de la qualité d'une manière cohérente et harmonisée, soit pour les exploitants ou bien gestionnaires au sein du réseau. Les valeurs de ces indices doivent être comparés aux limites décrites par la réglementation, parce qu'il y a encore beaucoup de discussions au sujet des niveaux acceptables et les délais correspondants.

L'évaluation de la qualité de l'énergie s'effectue d'une manière flexible par la conversion des mesures en indices de qualité. Un certain nombre de documents internationaux définit le processus de mesure, tels que : EN50160 [28], IEC 31000-3-6 [29], IEC 61000-4-7 [30] et CEI 61000-4-3 [31].

Le développement de ces derniers est centré autour des objectifs suivants [32]:

- description et caractérisation des phénomènes.
- les sources principales des problèmes de qualité de l'énergie.
- impacts sur les équipements ainsi que sur le système d'alimentation.
- la description mathématique des phénomènes en utilisant des indices ou de l'analyse statistique fournit une évaluation quantitative de son importance.

- mesures techniques et lignes directrices.
- les limites d'émission pour différents types et catégories de matériels.
- immunité ou le niveau de tolérance des différents types d'équipement.
- méthodes d'essais et des procédures pour le respect des limites.
- les méthodes d'atténuation.

Dans le tableau III.1 nous illustrons les indices de qualité d'énergie existés [33].

Qualité de l'énergie	Indices Fournisseurs	Indices Clients
Amplitude de la tension	$\Delta U_{nom}, \Delta U_{collecte}$ 1)	Capacité au niveau du poste de distribution 2).
Harmoniques	$THD_U, U_h$	$THD_I, I_h$ 3)
Sévérité Flicker	$P_{fl}, \Delta U$	$P_{st}, \Delta P_{fl}, \Delta U$ 4)
Creux de tension	- 5)	-
<p>1) Discussions sur les seuils acceptables.            2) seulement comme indication.            3) les courants Harmoniques sont compensés seulement pour les charges.            4) Aucun indice dans les postes de distribution.            5) discussion au sujet de nombre acceptable.</p> <p><b>Remarque :</b> tous les indices de la qualité de l'énergie sont définis pour un certain pourcentage dans une période de mesure d'une semaine. la valeur moyenne de chaque mesure est de 10 minutes.</p>		

Tab. III.1.Principaux Indices de la QEE.

### III.2. Indices de la Qualité d'énergie électrique :

L'alimentation électrique consiste en un système triphasé d'ondes de tension qui se caractérise par [34] :

- La fréquence,
- L'amplitude des trois tensions,
- La forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde,
- La symétrie du système triphasé, caractérisé par l'égalité des modules des trois tensions et leur déphasage relatif.

Une alimentation parfaite n'existe pas, on dit que les quatre caractéristiques sont affectées de « perturbations », de nature physique, incidents liés à l'installation ou bien des incidents liées à l'exploitation.

Les perturbations de tension peuvent être classifiées comme suit :

- Variation de l'amplitude.
- Fluctuations de la fréquence.
- Modification de la forme d'onde.
- Déséquilibre.

Par rapport à leur durée, les perturbations peuvent être [35] :

- Transitoires (<10ms).
- de courte durée (10ms-1min).
- Permanentes.

Dans le domaine de la qualité de l'énergie électrique, deux aspects principaux doivent être considérés : **la continuité et la qualité de la tension.**

On peut relier ceci aux deux aspects généraux caractérisant la fourniture de produits et services :

- le produit ou service doit être fourni en respectant le délai souhaité ;
- le produit ou service doit être de bonne qualité (la qualité souhaitée) ;



### III.2.1. CONTINUITÉ DE LA TENSION

Deux jeux principaux d'indices permettent de caractériser la continuité de la tension :

1. les indices "système"
2. les indices "point de raccordement" (point de raccordement d'un réseau voisin ou d'une installation de production ou de consommation).

Pour les clients du réseau, les indices de base sont le taux de défaillance (nombre de coupures par an), la durée moyenne d'une coupure (minutes par coupure) et l'indisponibilité annuelle (min/an) au point de raccordement (le troisième indice étant le produit des deux premiers). Les indices "système" fournissent une information plus globale, permettant de caractériser l'ensemble ou un sous-ensemble du système.

L'IEEE, par exemple, a défini une série d'indices des deux types [1] :

- indice de fréquence moyenne d'interruption du système (System average interruption frequency index) :

$$\text{SAIFI} = (\text{interruptions} / \text{client.an}) = (\sum \text{interrupt.}) / (\sum \text{clients}) ;$$

- indice de fréquence moyenne d'interruption par client (Customer average interruption frequency index) :

$$\text{CAIFI} = (\sum \text{interrupt.} \times \text{clients affectés}) / (\sum \text{clients affectés}) ;$$

- indice de durée moyenne d'interruption du système (System average interruption duration index) :

$$\text{SAIDI} = (\text{minutes} / \text{client.an}) = (\sum \text{durée} \times \text{clients affectés}) / (\sum \text{clients}) ;$$

- indice de durée moyenne d'interruption par client (Customer average interruption duration index) :

$$\text{CAIDI} = (\text{minutes} / \text{interruption}) ;$$

- indice de disponibilité moyenne du service (Average service availability index) :

$$\text{ASAI} = (8760 - \text{SAIDI}/60) / 8760 ;$$

- énergie non fournie moyenne (Average energy not supplied) :

$$\text{AENS} = (\text{kWh} / \text{client.an}).$$

### III.2.2. Qualité de la tension

La tension possède quatre caractéristiques principales : fréquence, amplitude, forme d'onde et symétrie.

- **Fréquence** : la norme EN 50160 stipule que la valeur moyenne de la fréquence fondamentale, mesurée sur 10 s, doit se trouver dans l'intervalle de  $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$  durant 99,5 % de l'année et  $50 \text{ Hz} +4\%/-6\%$  durant 100 % du temps.
- **Amplitude** : Le gestionnaire de réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de  $\pm 10 \%$  autour de sa valeur nominale. Cependant, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité :
  - o Les creux de tension et, les surtensions
  - o Les variations rapides de tension (flicker),

La première catégories posent les problèmes les plus fréquents (plus grande difficulté de s'en protéger) et nécessitent de suivre les diminutions/augmentation de la valeur efficace de la tension.

#### III.2.2.1. Variation de la valeur efficace de la tension (R.M.S. Variations) :

Elle est caractérisée par Profondeur/Durée comme le montre le tableau :

Durée \ Profondeur	$10\text{ms} \leq \Delta t < 100\text{ms}$	$100\text{ms} \leq \Delta t < 500\text{ms}$	$500\text{ms} \leq \Delta t < 1\text{s}$	$1\text{s} \leq \Delta t < 3\text{s}$	$3\text{s} \leq \Delta t < 20\text{s}$	$20\text{s} \leq \Delta t < 60\text{s}$
$10 \leq \Delta U/U < 30\%$						
$30 \leq \Delta U/U < 60\%$						
$60 \leq \Delta U/U < 100\%$						
100%						

Tab. III.2. Tableau "UNPEDE / DISDIP" pour les statistiques de creux de tension [1]

La durée est le temps pendant lequel la tension est inférieure de plus de 10 % à sa valeur nominale. Un creux de tension complexe est caractérisé par sa profondeur maximale et sa durée totale. Lorsque la durée et la profondeur sont différentes pour chaque phase, la profondeur maximale et la durée la plus longue sont retenues.

Mais caractériser ne suffit pas. On a besoin d'indices de qualité synthétiques permettant d'évaluer la qualité à l'aide d'un seul ou de quelques nombres. Au point d'alimentation d'un client industriel, par exemple, la question importante est de savoir combien de fois par an s'est produit un creux de tension ayant eu des conséquences dommageables pour le client.

Il n'y a pas de réponse simple, car la vulnérabilité est différente d'une installation à l'autre et elle est liée à plusieurs paramètres (profondeur, durée, nombre de phases affectées, saut d'angle de phase, etc.).

Les indices proposés comme le montre le tableau (III.3), évaluent à la fois l'ampleur des variations de la valeur efficace et la combinaison entre Profondeur/Durée.

SARFI<sub>x</sub> représente le nombre moyen d'événements spécifiés la variation des mesures de la valeur efficace de la tension qui ont eu lieu au cours de la période d'évaluation par client servi. Les perturbations spécifiées sont celles d'une amplitude inférieure à x pour les creux ou d'une amplitude supérieure à x pour les surtensions. Les trois autres indices de SIARFI, SMARFI et STARFI sont sous-ensembles de SARFI et sont pour la caractérisation des variations de courte durée instantanés, momentanées et temporaires comme le montre le tableau (III.3) Conformément à la norme IEEE1159. Les variations de RMS sont instantanés, momentanées et temporaires variation.

R.M.S	Indices
System average	$\text{SARFI}_x = \frac{\sum N_i}{N_T}$
System instantaneous average	$\text{SIARFI}_x = \frac{\sum N_i I_i}{N_T}$
System momentary average	$\text{SMARFI}_x = \frac{\sum N_i M_i}{N_T}$

System temporary average	$\text{STARFI}_x = \frac{\sum NT_i}{N_T}$
<ul style="list-style-type: none"> <li>- <math>x = \text{r.m.s}</math> seuil de tension valeurs possibles : 140, 120, 110, 90, 87, 70,50 et 10.</li> <li>- <math>N_i</math> = nombre de clients qui éprouvent des déviations <i>de courte durée</i> de la tension avec magnitude au-dessus de <math>X\%</math> pour <math>X &gt; 100</math> ou au-dessous de <math>X\%</math> pour <math>X &lt; 100</math> dû a un événement de mesure I.</li> <li>- <math>NI_i</math> = nombre de clients qui éprouvent des déviations <i>instantanée</i> de la tension avec magnitude au-dessus de <math>X\%</math> pour <math>X &gt; 100</math> ou au-dessous de <math>X\%</math> pour <math>X &lt; 100</math> dû a un événement de mesure I.</li> <li>- <math>NM_i</math> = nombre de clients qui éprouvent des déviations <i>momentané</i> de la tension avec magnitude au-dessus de <math>X\%</math> pour <math>X &gt; 100</math> ou au-dessous de <math>X\%</math> pour <math>X &lt; 100</math> dû a un événement de mesure I.</li> <li>- <math>NT_i</math> = nombre de clients qui éprouvent des déviations <i>temporaire</i> de la tension avec magnitude au-dessus de <math>X\%</math> pour <math>X &gt; 100</math> ou au-dessous de <math>X\%</math> pour <math>X &lt; 100</math> dû a un événement de mesure I.</li> <li>- <math>NT_i</math> = le nombre de clients a servi de la partie du système à évaluer.</li> </ul>	

Tab. III.3. Indices de variations de la valeurs efficace de Tension [35]

### III.2.2.2. Déformation de la forme d'onde (Waveform Distortions) :

Les déformations de la forme d'onde ont été traditionnellement considérées comme des distorsions harmoniques, puisque ces derniers sont à l'origine de la déformation du signal de tension et courant dans les réseaux. Toutefois, L'utilisation croissante des convertisseurs a suscité l'augmentation du contenu inter- harmonique dans le système d'alimentation a provoqué la nécessité de leur donner une plus grande attention.

Les pays différents ont développé leurs propres standards harmoniques et mis leurs limites de l'émission d'après leurs conditions individuelles et exigences. Cependant avec l'augmentation de commerce global, le besoin pour appareils fabriqués dans un pays se conforme avec les niveaux

dans un autre pays a incité l'effort concerté de formulations des niveaux internationaux sur harmoniques et inter- harmoniques.

### III.2.2.3.Harmoniques

L'indice harmonique le plus connu est la distorsion harmonique totale (THD). THD est définie comme la valeur efficace des harmoniques, exprimée en pourcentage de la composante fondamentale.

Harmoniques	Indices
Total Harmonics Distortion (THD)	$\frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{50} U_n^2}}{U_1}$
Total Harmonic Distortion adapted to inductance (THD <sub>induct</sub> )	$\frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{50} \left( \frac{U_n^2}{n^\alpha} \right)}}{U_1}$ , ou $\alpha = 1.....2$
Total Harmonic Distortion adapted to capacitance (THD <sub>cap</sub> )	$\frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{50} (n \times U_n^2)}}{U_1}$
Total Demand Distortion (TDD)	$\frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{50} I_n^2}}{U_1}$

TableauIII.4. Indices des Harmoniques[35]

### III.2.2.4.Inter harmoniques :

De même façon que les harmoniques l'indice interharmonique le plus connu est la distorsion interharmonique totale (TIHD) :

$$TIHD = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n V_i^2}}{V_1} \quad (III.1)$$

Ou :

$i$  = nombre total d'interharmoniques.

$n$  = nombre total des fréquences entre interharmoniques y compris les subharmoniques.

### III.2.2.5. Fluctuation de Tension (Flicker)

La variation de tension est décrite comme une série de variations aléatoires de tension, dont l'ampleur ne dépasse pas la gamme des variations de tension admissible ( $\pm 10\%$ ). Le taux de présence varie de 25 secondes à 1 mn et elle doit être différenciée de variations normales lentes dans la même limite ( $\pm 10\%$ ) en raison de changements progressive de la charge dans le réseau.

Généralement, un tel phénomène se caractérise par l'amplitude des variations de la tension et le taux de répétition. Dans la procédure statistique proposé par UIE et adopté par IEC pour l'évaluation de la sévérité des fluctuations de la tension. L'amplitude de la sensation du Flicker est subdivisée en un nombre adéquat de classes. Chaque fois que la valeur appropriée se produit, le compteur de la classe correspondante est incrémenté par un. De cette manière, la fonction de distribution de fréquence du Flicker est obtenue.

En choisissant deux fois une fréquence de l'échantillonnage d'au moins la fréquence du Flicker maximale, le résultat à la fin de l'intervalle de la mesure représente la distribution de la durée du flicker dans chaque classe. Ajouter le contenu des compteurs de toutes les classes, et exprimer le compte de chaque classe relatif au total, donne alors fonction de la densité de la probabilité des niveaux du Flicker.

La probabilité cumulée,  $p(l)$  est définie comme suit :

$$P(l) = \frac{t_1}{T}, \quad (\text{III.2})$$

Où

$t_1$  = la durée ou le signal reste au dessus de  $l$ .

$T$  = temps de l'observation total.

Pratiquement un nombre limité de  $p(l)$  les points de la courbe peuvent être calculés. Calculer  $N$  courbes des points est équivalent à diviser la gamme du signal pleine dans  $N-1$  classe.

La figure (3.1) illustre cette approche qui utilise seulement un petit nombre de classes également espacées pour plus de clarté.

La fonction de probabilité cumulative (CPF) pour le temps de l'observation est montrée dans la figure (3.2).

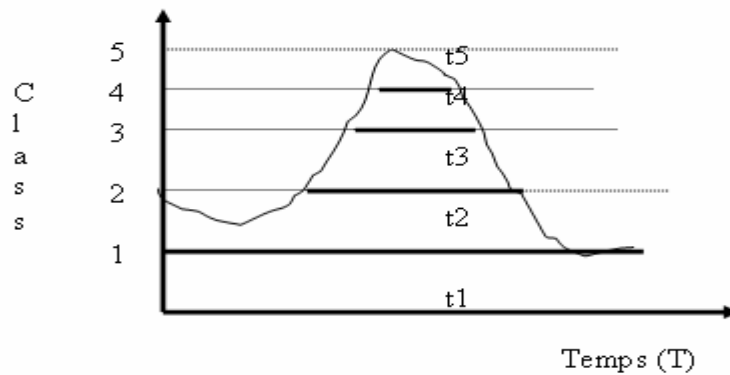


Figure.III.1. Classification des temps d'observations.

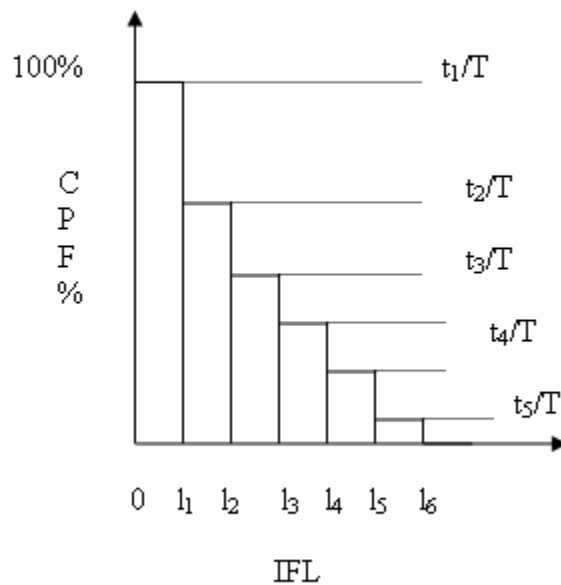


Figure.III.2. Courbe de la fonction de probabilité cumulative.

Deux indices d'évaluation de la sévérité du Flicker sont à distinguer :

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_{1s} + 0.0657P_{3s} + 0.28P_{10s} + 0.08P_{50s}} \quad (\text{III.3})$$

Ou :

$P_{0.1>}, P_{1>}, P_{3>}, P_{10>}, P_{50>}$  sont les niveaux de tension dépassés pendant 0.1, 1, 3, 10 et 50% de la durée d'observation.

$$\begin{aligned} - P_{50s} &= \frac{(P_{30} + P_{50} + P_{80})}{3} \\ - P_{10s} &= \frac{(P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17})}{5} \\ - P_{3s} &= \frac{(P_{2.2} + P_3 + P_4)}{3} \\ - P_{1s} &= \frac{(P_{0.7} + P_1 + P_{1.5})}{3} \end{aligned} \quad (\text{III.4})$$

Pour l'évaluation du flicker à long terme, on utilise les valeurs du  $P_{st}$  obtenue sur une période donnée. Le calcul se fait avec la formule suivante :

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{sti}^3}{N}} \quad (\text{III.5})$$

### III.2.2.6. Déséquilibre

La méthode la plus simple d'exprimer le déséquilibre de tension est de mesurer l'écart de tension à chacune des trois phases, et la comparer à la tension de phase moyenne:

$$\text{Déséquilibre tension de phase} = \frac{\text{déviation maximale de la moyenne de tension de phase}}{\text{la moyenne de tension de phase}}$$



Toutefois, le degré de déséquilibre de tension du réseau triphasé est mieux exprimé en termes de composants symétriques comme le ratio de la séquence négative ou nulle composants de tension de séquence à la composante de séquence positive:

Le facteur de déséquilibre  $k_d$  :

$$k_d = \frac{|X_i|}{|X_d|} * 100\% \quad (\text{III.6})$$

Ou :

- $X_d = X_a + a.X_b + a^2.X_c$  -composante directe du fondamentale.
- $X_i = X_a + a^2.X_b + a.X_c$  -composante inverse du fondamentale.
- $X_a, X_b, X_c$  -phaseurs des tensions ou des courants sur chaque phase au fondamentale.
- $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$

Il n'existe aucun consensus sur les limites de déséquilibre de tension au cours duquel le moteur/générateur peut encore fonctionner de manière fiable. Étant donné que le principal effet du déséquilibre de tension est le chauffage des enroulements machine, des niveaux plus élevés à court terme de déséquilibre peuvent être acceptable pendant quelques secondes voire quelques minutes.

### **III.3.Normalisation et Classification de la Qualité d'Energie Electrique :**

#### **III.3.1.Normalisation de la QEE :**

Les normes, d'après la définition de l'ISO, sont « des accords documentés contenant des spécifications techniques ou autres critères précis destinés à être utilisés systématiquement en tant que règles, lignes directrices ou définitions de caractéristiques pour s'assurer que des matériaux, produits, processus et services sont aptes à l'emploi ». En ce qui concerne la qualité de l'énergie, les normes ont un double objectif [37]:

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

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

Les deux principaux organismes de normalisation internationaux dans le domaine électrotechnique sont :

- La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) : est un organisme officiel composé de comités nationaux de 63 pays, tandis que l'IEEE est une association professionnelle avec plus de 377.000 membres appartenant à 150 pays, partagée en différentes régions et sections. 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'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) est un organisme qui a deux sociétés travaillant 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 :

1. 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 [38].

2. 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 [39].

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 [40]. En revanche, elle utilise le concept de « Compatibilité Electromagnétique ». 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 » [41]. 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 électromagnétiques 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.

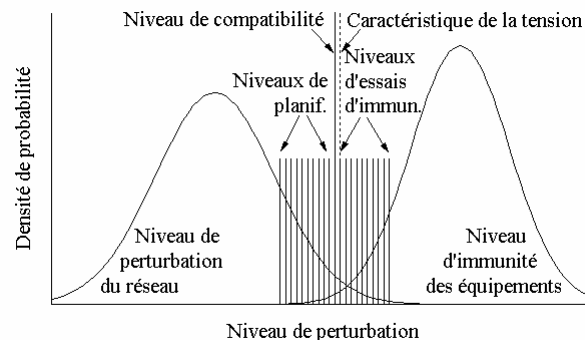


Figure III.3. Illustration des concepts de base de la normalisation en matière de qualité de l'électricité, à l'aide de statistiques temps/lieu concernant le système entier [1]

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 qualité 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 perturbations rayonnées). Cependant, on pourrait considérer 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* » [40].

A part, les normes CEI et IEEE, il existe une autre norme de qualité qui mérite une attention spéciale : la norme européenne *EN 50160* 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* [42] n'est pas incluse dans le catalogue des normes CEM et se rapproche plus du type IEEE.

Cette norme définit les caractéristiques de la tension (B.T. et M.T.) sur les réseaux de distribution publics. 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 10 minutes).

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.3.1.1. Normes concernant les perturbations harmoniques

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

Harmoniques	Impairs	Harmoniques	pairs
Ordre	Courant(A)	Ordre	Courant(A)
3	2,3	2	1,08
5	1,14	4	0,43
7	0,77	6	0,3
9	0,4		
11	0,33		
13	0,21		
15<h<39	0,5*15/h		

Tableau III.5. Limites CEI1000-2-4 des émissions de courants harmoniques[37]

Harmoniques impairs						Harmoniques pairs		
Non multiples de 3			multiples de 3					
ordre	a)	b)	ordre	a)	b)	ordre	a)	b)
5	2%	6%	3	2%	5%	2%	1,50%	2%
7	2%	5%	9	1%	1,50%	4%	1%	1%
11	1,50%	3,50%	15	0,30%	0,30%	6,00%	0,50%	0,50%
13	2%	3%	21	0,20%	0,20%	8	0,20%	0,50%
17	1%	2%	>21	0,20%	0,20%	10	0,20%	0,50%
19	1,00%	1,50%				12	0,20%	0,20%
23	0,70%	1,50%				>12	0,20%	0,20%
25	0,70%	1,50%						
>25	0,2+(12,5/h)	0,2+(1,3x25/h)						

a) 100KV  $\geq$  V > 30KV (avec un THD<3%), b) 30KV  $\geq$  V > 1KV (avec un THD<8%).

Tableau III.6. Limites CEI100-3-2 pour la distorsion harmonique de la tension[37]

La norme EN 50160 étant une description des caractéristiques de la tension réseau, elle ne détermine que les valeurs limites des harmoniques de tension. Ces limites sont pratiquement identiques à celles fixées par la CEI.

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.

$V_n \leq 69KV$						
$I_{cc}/I_{ch}$	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	<b>TDD</b>
<20	4	2	1,5	0,6	0	5
20-50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50-100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100-1000	12		5	2	1	15
>1000	15	7	6	2,5	1,4	20
$69KV < V_n \leq 161KV$						
<20	2	1	0,75	0,3	0,15	2,5
20-50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4
50-100	5	2,25	2	1,25	0,35	6
100-1000	6	2,75	2,5	1	0,5	7,5
>1000	7,5	3,5	3	1,25	0,7	10
$V_n > 161KV$						
<50	2	1	0,75	0,3	0,15	2,5
$50 \geq$	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4

Tableau. III.7. Limites IEEE des émissions de courants harmoniques [37]

Tension au point de Raccordement ( $V_n$ )	Distorsion Harmonique Individuelle (%)	THD ( $V_n$ )(%)
$V_n \leq 69KV$	3.0	5.0
$69KV < V_n \leq 161KV$	1.5	2.5
$V_n > 161KV$	1.0	1.5

Tableau.III.8. Limite IEEE pour distorsion harmonique de la tension [37]

$$\text{THDV}_n = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} V_h^2}} \times 100\% \quad (\text{III.7})$$

### III.3.1.2. Normes concernant les perturbations sur la valeur efficace de la tension :

Le traitement des creux de tension est différent de celui des harmoniques. Les normes ne fournissent pas de tableau qui contient les valeurs limites (durée et profondeur) des différentes perturbations. Ces normes sont réalisées d'un double point de vue, d'une part on définit exhaustivement tous les phénomènes électromagnétiques qui peuvent agir sur la tension réseau en précisant les techniques de monitoring et de mesure, et d'autre part on établit les caractéristiques nominales de la tension (ainsi que les déviations admissibles et déviations typiques).

En ce qui concerne l'IEEE, c'est la norme IEEE 1159 : 1995 (IEEE Recommended Practice on Monitoring Electric Power Quality) qui classe et définit ce type de perturbations en fonction du contenu spectral, de la durée et de l'amplitude de la perturbation.

		Durée	Magnitude de Tension
<b>Variations de courte durée</b>			
Instantanée	Creux	0,5-30Cycles	0,1-0,9pu
	Surtension	0,5-30Cycles	1,1-1,8pu
Momentané	Coupure	0,5cycles-3s	<0,1pu
	Creux	30cycles-3s	0,1-0,9pu
	Surtension	30cycles-3s	1,1-1,8pu
Temporaire	Coupure	3s-1min	<0,1pu
	Creux	3s-1min	0,1-0,9pu
	Surtension	3s-1min	1,1-1,8pu
<b>Variations de longues durée</b>			
	Coupure longue	>1min	0,0pu
	Surtension	>1min	0,8-0,9pu
	Sous-Tension	>1min	1,1-1,2pu

Tableau III.9. Classification IEEE des perturbations électromagnétiques [37].

En ce qui concerne les caractéristiques de la tension réseau, le meilleur exemple est fourni par la norme EN 50160. Cette norme définit les valeurs nominales des grandeurs réseau (tension et fréquence), mais aussi les déviations admissibles et la façon de les mesurer.

Dans sa partie finale, la norme présente quelques chiffres indicatifs de l'incidence des perturbations sur le réseau et aussi de leur intensité. Il ne s'agit pas de limites, mais plutôt de quelques conclusions extraites de campagnes de mesure. Ainsi pour le cas de creux de tension, la norme signale que la quantité annuelle peut varier entre quelques dizaines et un millier, dont la plupart ont une durée inférieure à une seconde et une profondeur maximum de 60%. Dans le cas de coupures brèves, la quantité peut osciller entre quelques dizaines et quelques centaines, et la durée de 70% de ces types de perturbations est inférieure à la seconde

	B.T.	M.T.
Fréquence	49.5-50.5 Hz (99.5% de l'année) Ou 47-52 Hz (toute l'année)	49.5-50.5 Hz (99.5% de l'année) Ou 47-52 Hz (toute l'année)
Amplitude	$V_n \pm 10\%$ (95% de la semaine)	$V_n \pm 10\%$ (95% de la semaine)
Fluctuations	Entre +5% et +10% quelques fois/jour Flicker : $P_{ft} \leq 1$ (95% de la semaine)	Entre +4% et +6% quelques fois/jour Flicker : $P_{ft} \leq 1$ (95% de la semaine)
Déséquilibres	$V^- \leq 2\%$ (95% de la semaine) 3% dans quelques zones	$V^- \leq 2\%$ (95% de la semaine) 3% dans quelques zones

Tableau III.10. Valeurs nominales d'après la norme EN50160.

Pour la CEI, les perturbations électromagnétiques sont classifiées dans la norme CEI 61000-2-5 et les creux et coupures sont définis et présentés dans les normes CEI 61000-2-1 et CEI 61000-2-1. Cependant, la norme la plus importante concernant les creux de tension et les coupures brèves de la CEI est la norme CEI 61000-2-8, dont la publication était attendue pour la fin de l'année 2002. La version provisoire disponible [43] est l'un des rapports officiels les plus importants sur le sujet. Elle présente une étude exhaustive des origines, des effets, des solutions et des



techniques de mesure de ce type de phénomènes. Y figurent également des études statistiques réalisées sur la base de campagnes de mesures effectuées par l'UNIPED (à la fin des années 80 dans 9 pays européens [44]), par l'EPRI (entre 1993 et 1995 aux Etats Unis [45]) et par quelques pays individuels. Les normes ne contiennent pas de limites relatives aux creux de tension et coupures brèves, mais il existe des courbes empiriques appelées *d'acceptabilité de l'énergie électrique* qui représente la durée et la profondeur des creux admissibles pour des types de charges donnés. La courbe la plus connue est la courbe CBEMA (Computer Business Equipment Manufacturers Association). Cette courbe a été en principe créée comme référence d'acceptabilité pour les équipements informatiques, mais aujourd'hui elle est utilisée comme référence pour la plupart des systèmes qui contiennent une source commutée comme interface de connexion au réseau.

### **III.3.1.3. Normes pour FLICKER :**

L'EN 50160 que la CEI 61000-3-7 font usage du flickermètre international (défini dans la publication CEI 61000-4-15), qui fournit un indice de sévérité à court terme  $P_{st}$ , pour les périodes successives de 10 min, et un indice de sévérité à long terme  $P_{lt}$ , pour les périodes successives de 2 h. Cependant, les indices de qualité sont différents :

- **EN 50160** : pour toute période d'une semaine, le percentile  $P_{1|95\%}$  est l'indice de qualité à comparer à la Caractéristique de la Tension.
- **CEI 61000-3-7** : pour toute période d'une semaine minimum, les percentiles  $P_{st99\%}$  et  $P_{lt99\%}$  sont les indices de qualité à comparer à leurs Niveaux de Planification respectifs.

### **III.3.2. Classification de la QEE :**

La classification qualité de l'énergie électrique peut être utilisée pour plusieurs objectifs comme :

- l'information des clients (habitats & Industriels).
- gestion de la Qualité de l'Energie Electrique dans les réseaux.
- utilisation dans l'opération d'organisation du réseau.

Surveiller la qualité de l'énergie mènera à une collecte d'énormes données qui doivent être réduites à un format facile et rapidement analysable. Un élément important dans la communication avec le client est que les résultats devraient être faciles à interpréter.

La normalisation de la qualité de l'énergie passe par :

- un premier pas dont le but est normaliser tous les aspects de la qualité de l'énergie afin d'atteindre une classification convenable.
- le deuxième pas est faire la classification appropriée.

Pour chaque phénomène continu nous pouvons calculer le niveau de la qualité de l'énergie normalisé qui utilise la formule :

$$r_{(v,p,q)} = 1 - \frac{m_{(v,p,q)}}{l_{(q)}} \quad (\text{III.8})$$

Où :

- $r_{(v,p,q)}$  : Phénomène de la qualité d'énergie  $q$  (Flicker, Harmoniques.....) normalisé, dans l'endroit  $v$  pour la phase  $q$ .
- $m_{(v,p,q)}$  : le niveau actuel du phénomène  $q$ , dans l'endroit  $v$  pour la phase  $q$ .
- $l_{(q)}$  : le niveau de compatibilité du phénomène  $q$ .

A noter que :

- Quand il n'y a aucune perturbation la valeur normalisée sera 1.
- Si le niveau de la perturbation est égal au niveau de la compatibilité accepté, la valeur normalisée sera zéro.
- Si le niveau de la perturbation dépasse la limite spécifiée, l'index de la performance  $r$  devient négatif.

Le plan à partir de : "aucune perturbation " à un niveau de "deux fois le niveau de perturbation acceptable" est divisé en six régions qui varient de très haute qualité (A) à qualité extrêmement pauvre (F) comme le montre le tableau (III.11), bien que le nombre de régions soit contestable, il y a de bonnes discussions pour en choisir six.

	classe	Niveau de Tension	Creux	Flicker	Harmoniques	Déséquilibre
0.66	A		Qualité Très Supérieur			
0.33	B				Qualité Supérieur	
0	C		Qualité Acceptée			
-0.33	D		mauvaise qualité			
-0.66	E		Très mauvaise qualité			
-1	F		très très mauvaise qualité			

Tableau. III.11. Classification de la QEE.

### III.4.Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté l'importance des indices de la qualité de l'énergie électrique pour les clients, régulateurs ainsi qu'aux compagnies de production et transport.

Cependant, vu l'importance de la qualité, surveiller cette dernière est indispensable afin de tirer des indices qui seront de rapporter d'une manière standard et logique. Par conséquent une classification supplémentaire sera utile.

La classification de très haute jusqu'à la très mauvaise qualité est faite sur la base d'un jugement technique de la tension. Les aspects économiques ne sont pas introduits dans cette classification.

Mais actuellement la double évolution technique et législative a donné lieux à un nouveau champ d'étude émergente fortement qui est l'amélioration de la qualité de l'énergie ou l'électronique de puissance a un rôle très important à jouer comme solutions d'amélioration.

Dans le chapitre suivant nous allons développés les différents modèles d'amélioration à base d'électronique de puissance au sein des réseaux.

Chapitre IV:  
Techniques d'Amélioration de la QEE

## **IV.1. Introduction :**

La surveillance de la qualité de l'énergie présentée dans le chapitre précédent joue un rôle très important dans le but d'analyser, suivre et classer la qualité de l'énergie électrique (QEE). Une fois jugée mauvaise, l'amélioration de cette dernière est indispensable pour tous les acteurs des réseaux électriques afin de trouver une solution qui permettra d'identifier la nature des perturbations, leurs caractéristiques et leur origine, pour ensuite pouvoir proposer différentes méthodes d'amélioration.

L'électronique de puissance (EP) peut jouer un rôle très important dans la plupart des ces actions d'amélioration de la QEE. Ainsi, elle peut être présente dans toutes les techniques d'amélioration basées sur des actions sur la charge (modification des caractéristiques et compensation des perturbations) et de minimisation des effets des perturbations (remplacement et compensation des perturbations) [37].

Les systèmes de compensation d'EP peuvent être divisés en deux groupes des points de vue technologique et contrôle/commande :

- Les systèmes basés sur des convertisseurs statiques (en pratique, dans la plupart des applications le convertisseur utilisé est l'onduleur de tension).
- Les systèmes basés sur des éléments passifs commutés (EPC) par des interrupteurs électroniques. On classe dans cette famille le gradateur.

## **IV.2. Les systèmes de compensation à base d'EP :**

### **IV. 2. 1. Les systèmes basés sur des éléments passifs commutés (EPC)**

Les éléments passifs commutés (EPC) sont des impédances que l'on peut connecter en série ou en parallèle avec le réseau dont la valeur varie de manière continue ou discrète via des interrupteurs statiques. Ce sont les premiers compensateurs d'EP utilisés. La raison principale

vient du fait que les premiers semi-conducteurs de puissance disponibles (années soixante) furent les thyristors et ces composants sont très bien adaptés aux structures de type EPC (ce n'est pas le cas pour les structures de type onduleur de tension). Leur large utilisation tient essentiellement de leur coût, leur robustesse, des puissances qu'ils commutent et de leur tenue en tension. Leur inconvénient principal vient de leur ouverture naturelle ou assistée : ils fonctionnent à de faibles fréquences et par conséquent génèrent des harmoniques de courant en basse fréquence. Du point de vue de l'application, les EPC connectés en série se comportent comme une inductance ou un condensateur série variable provoquant une chute de tension en quadrature avant ou arrière avec le courant de ligne. Ils modifient ainsi l'impédance de la ligne, absorbant ou générant de l'énergie réactive. Les EPC connectés en shunt se comportent comme une inductance ou un condensateur shunt variable absorbant un courant réactif (en quadrature AV ou AR par rapport à la tension du noeud de raccordement). Ils modifient aussi l'impédance de la ligne, absorbant ou générant de l'énergie réactive. Ces compensateurs ne sont capables que d'agir sur les grandeurs fondamentales du réseau (tension ou courant) à travers un échange d'énergie réactive.

A la base de ces dispositifs il y a :

**IV. 2. 1.1. Le gradateur à Thyristors** (TCR : *Thyristor Commutated Reactor*) qui se comporte comme une inductance dont la valeur de l'impédance à la fréquence du fondamental peut être contrôlée de façon continue dans une plage donnée. En général, on l'utilise en combinaison avec un condensateur shunt de façon à créer une source d'énergie réactive variable (connu par le nom de SVC – *Static VAR Compensator*).

Les composantes de base d'un TCR sont illustrées sur la figure IV.1 (a). L'élément contrôlable est la paire de thyristors antiparallèles, Th1 et Th2, L'autre élément clé est l'inductance L. Le symbole du circuit thyristor est montré dans la Figure IV.1 (b).

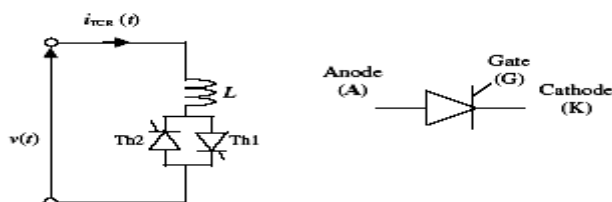


Figure IV.1.(a) gradateur à Thyristors, (b) Thyristor.

L'action générale du contrôleur de thyristors sur le TCR est de permettre à ce dernier d'agir comme un susceptance contrôlable, dans le sens inductive, qui est fonction de l'angle d'amorçage  $\alpha$ . Toutefois, cette action ne pose pas de problème, puisque le TCR réalise sa fréquence d'équilibre fondamental en état de fonctionnement au détriment de la distorsion harmonique de production, sauf pour l'état de la conduction intégral.

Considérons d'abord la situation dans laquelle l'absence de distorsion harmonique est générée par le TCR, qui a lieu lorsque les thyristors sont dépendants en conduction, précisément dans les sommets de la tension d'alimentation. Le réacteur réalise pleinement, et l'on pourrait penser au contrôleur thyristor comme étant court-circuitée. Le réacteur contient peu de résistance et le courant est essentiellement sinusoïdal et inductive, retard sur la tension de près de  $90^\circ$ . Ceci est illustré à la figure IV.1 (a), où une période de fréquence fondamentale de la tension et le courant sont affichés.

Il convient de signaler que cette condition correspond à un angle d'amorçage  $\frac{\pi}{2} < \alpha < \pi$ , qui est le passage à zéro de courant mesurée par rapport au zéro de tension au passage. La relation entre l'angle d'amorçage  $\alpha$  et l'angle de conduction  $\sigma$  donné par:  $\sigma = 2(\pi - \alpha)$

La conduction est achevée avec un angle d'amorçage:  $\frac{\pi}{2} \leq \alpha \leq \pi$  en radians. Cela est montré sur les figures IV.2. (a,b,c,d).

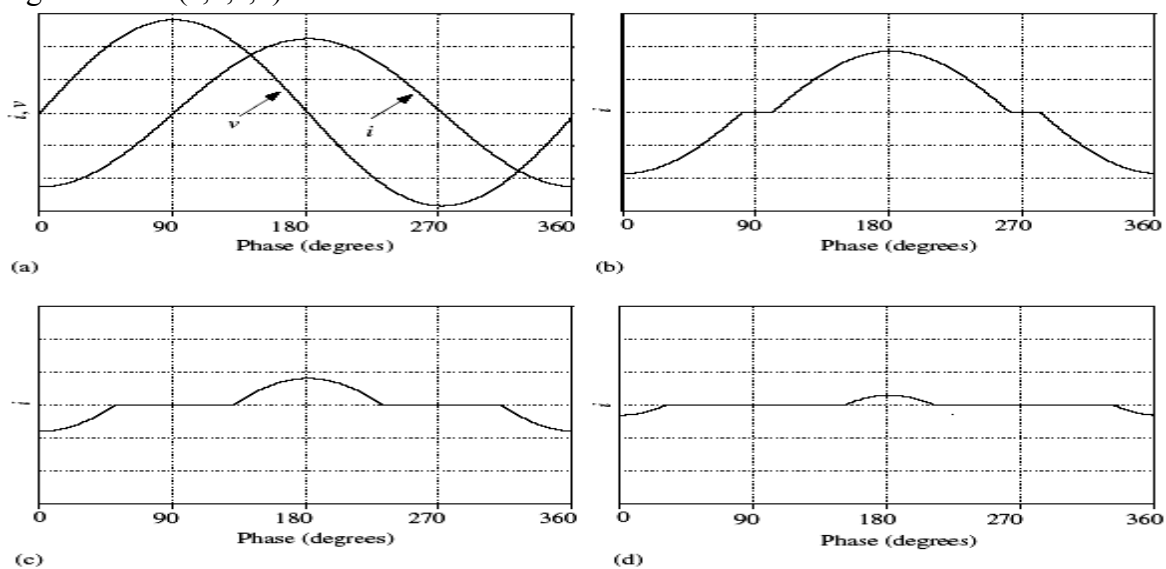


Figure IV.2. forme du courant dans un TCR en fonction de l'angle  $\alpha$  [46].

Avec une tension :

$$v(t) = \sqrt{2}v \sin \omega t \quad (IV.1)$$

Le courant instantané du TCR sera :

$$i_{TCR}(t) = \frac{1}{L} \int_{\alpha}^{\omega t} \sqrt{2}V \sin \omega t dt = \frac{\sqrt{2}V}{\omega L} (\cos \alpha - \cos \omega t) \quad (IV.2.)$$

En utilisant la transformée de Fourier pour la fréquence fondamentale du courant

$$i_{TCRf1}(t) = \frac{V}{j\omega L\pi} [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \quad (IV3.)$$

$$i_{TCRh} = \frac{4V}{j\omega L\pi} \left[ \frac{\sin(h+1)\alpha}{2(h+1)} + \frac{\sin(h-1)\alpha}{2(h-1)} - \cos \alpha \frac{\sinh \alpha}{h} \right] \quad (IV.4.)$$

Ou h=3.5.7.9.11.....

#### IV. 2. 1.2. Gradateur triphasé

La topologie d'un TCR Triphasé utilise six groupes de thyristors, dans cet arrangement et avec des conditions de fonctionnement équilibré, les courants harmoniques générés les trois branches du TCR ne parvient pas au réseau externe, seuls les harmoniques d'ordre h= 5, 7, 11, 13, . . . . En outre, si le TCR est divisé en deux parts égales de la notation et relié au côté basse tension d'un transformateur à deux enroulements secondaires, un connecté en étoile et l'autre en triangle, les harmoniques d'ordre h= 5, et h= 7 seront annulées. L'autre solution est qualifiée de douze Thyristors. Les ordres les plus bas d'harmoniques atteindre l'enroulement primaire du transformateur sont h=11,13.....ect. Qui sont normalement éliminés en utilisant des filtres [46]. Nous présumons dans l'analyse qui en découle que les mesures d'annulations harmoniques



appropriées sont en place, comme nous ne s'occupent que de l'exploitation de la fréquence fondamentale et les paramètres. T.

Par conséquent, l'équation (IV.3.) peut être exprimé par :

$$I_{TCR} = -jB_{TCR} V \quad (IV.5)$$

Où :

$$B_{TCR} = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\omega L \pi} \quad (IV.6.)$$

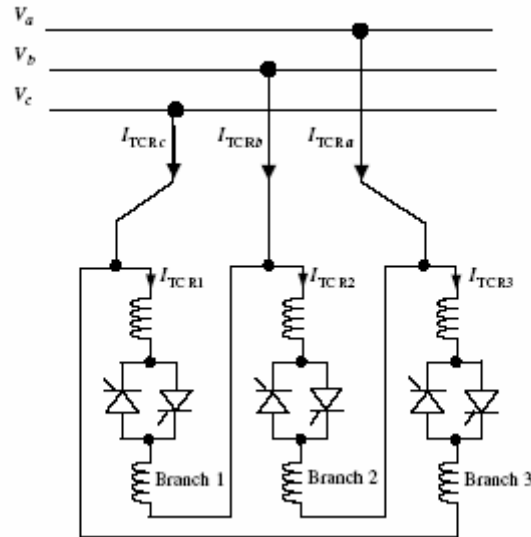


Figure IV.3 . Gradateur Triphasé [46].

En appliquant pour les trois branches du TCR :

$$\begin{pmatrix} I_{TCR1} \\ I_{TCR2} \\ I_{TCR3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -jB_{TCR1} & 0 & 0 \\ 0 & -jB_{TCR2} & 0 \\ 0 & 0 & -jB_{TCR3} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{pmatrix} \quad (IV.7)$$

Pour les trois phases :

$$\begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{pmatrix} = \frac{\left(\frac{\pi}{6}\right)}{\sqrt{3}} \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (IV.8)$$

$$\begin{pmatrix} I_{TCRa} \\ I_{TCRb} \\ I_{TCRc} \end{pmatrix} = \frac{\left(\frac{-\pi}{6}\right)}{\sqrt{3}} \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{TCR1} \\ I_{TCR2} \\ I_{TCR3} \end{pmatrix} \quad (IV.9)$$

Le model équivalent du TCR donc :

$$\begin{pmatrix} I_{TCRa} \\ I_{TCRb} \\ I_{TCRc} \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} -j(B_{TCR1} + B_{TCR3}) & jB_{TCR1} & jB_{TCR3} \\ jB_{TCR1} & -j(B_{TCR1} + B_{TCR2}) & jB_{TCR2} \\ jB_{TCR3} & jB_{TCR2} & -j(B_{TCR2} + B_{TCR3}) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (IV.10)$$

Si les trois branches du TCR ont les mêmes susceptance ( $B_{TCR1} = B_{TCR2} = B_{TCR3} = B_{TCR}$ )

Le model équivalent devient :

$$\begin{pmatrix} I_{TCRa} \\ I_{TCRb} \\ I_{TCRc} \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} -j2B_{TCR} & jB_{TCR} & jB_{TCR} \\ jB_{TCR} & -j2B_{TCR} & jB_{TCR} \\ jB_{TCR} & jB_{TCR} & -j2B_{TCR} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (IV.11)$$

$$\begin{pmatrix} I_{TCR(0)} \\ I_{TCR(1)} \\ I_{TCR(2)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & -jB_{TCR} & 0 \\ 0 & 0 & -jB_{TCR} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{(0)} \\ V_{(1)} \\ V_{(2)} \end{pmatrix} \quad (IV.12)$$

$$I_{TCR(1)} = -jB_{TCR} V_{(1)} \quad (IV.13)$$

### IV. 2. 1.3. Compensateur Statique (SVC)

Dans sa forme la plus simple, le SVC consiste en un TCR connecté en parallèle avec un banc de condensateurs. Opérationnellement, le SVC est largement utilisé pour fournir rapidement de la

puissance réactive ainsi que le réglage de la tension. Le contrôle de l'angle d'amorçage du thyristor permet au SVC d'avoir une vitesse presque instantanée de réponse.

Les composantes de base d'un SVC sont illustrées sur la figure (IV.4.): Trois transformateurs sont utilisés pour connecter le SVC au réseau.

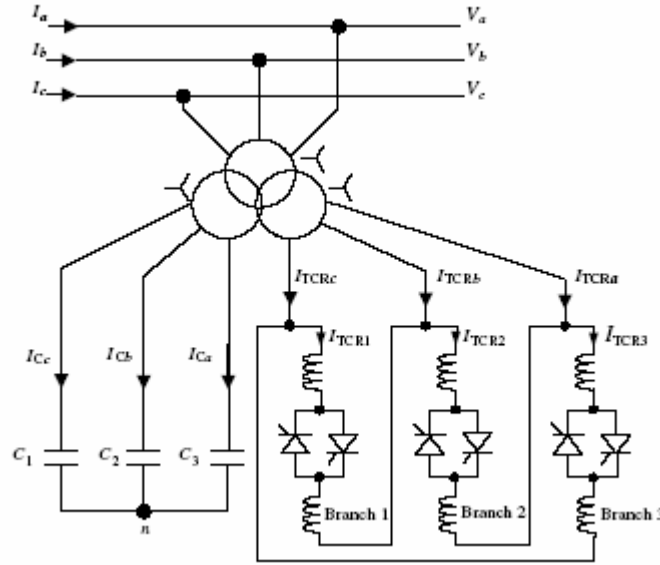


Figure IV.4. Compensateur Statique SVC [47].

Si  $B_{C1} \neq B_{C2} \neq B_{C3}$  et après avoir utilisé la réduction de Kron, le modèle équivalent réduit est :

$$\begin{pmatrix} I_{Ca} \\ I_{Cb} \\ I_{Cc} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} j \left( B_{C1} - \frac{B_{C1}^2}{\Delta B_C} \right) & -j \frac{B_{C2} B_{C1}}{\Delta B_C} & -j \frac{B_{C3} B_{C1}}{\Delta B_C} \\ -j \frac{B_{C1} B_{C2}}{\Delta B_C} & j \left( B_{C2} - \frac{B_{C2}^2}{\Delta B_C} \right) & -j \frac{B_{C3} B_{C2}}{\Delta B_C} \\ -j \frac{B_{C1} B_{C3}}{\Delta B_C} & -j \frac{B_{C2} B_{C3}}{\Delta B_C} & j \left( B_{C3} - \frac{B_{C3}^2}{\Delta B_C} \right) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (IV.14)$$

Où :

$$\begin{cases} \Delta B_C = B_{C1} + B_{C2} + B_{C3}; \\ B_{C1} = \omega C_1, \\ B_{C2} = \omega C_2, \\ B_{C3} = \omega C_3, \end{cases}$$

Si les trois branches de banques de capacités ont des susceptance équivalentes ( $B_{C1} = B_{C2} = B_{C3} = B_C$ ),

L'équation devienne :

$$\begin{pmatrix} I_{Ca} \\ I_{Cb} \\ I_{Cc} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} j2B_C & -jB_C & -jB_C \\ -jB_C & j2B_C & -jB_C \\ -jB_C & -jB_C & j2B_C \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (IV.15)$$

Les équations que (IV.11) et (IV.15) sont utilisés comme les parties constituantes du modèle SVC :

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} I_{SVCa} \\ I_{SVCb} \\ I_{SVCc} \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} I_{Ca} \\ I_{Cb} \\ I_{Cc} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} I_{TCRa} \\ I_{TCRb} \\ I_{TCRc} \end{pmatrix} \\ &= \frac{1}{3} \begin{pmatrix} j2(B_C - B_{TCR}) & -j(B_C - B_{TCR}) & -j(B_C - B_{TCR}) \\ -j(B_C - B_{TCR}) & j2(B_C - B_{TCR}) & -j(B_C - B_{TCR}) \\ -j(B_C - B_{TCR}) & -j(B_C - B_{TCR}) & j2(B_C - B_{TCR}) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (IV.16)$$

En appliquant la matrice de composants symétriques T et son inverse à l'équation précédente :

$$\begin{pmatrix} I_{SVC(0)} \\ I_{SVC(1)} \\ I_{SVC(2)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & j(B_C - B_{TCR}) & 0 \\ 0 & 0 & j(B_C - B_{TCR}) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{(0)} \\ V_{(1)} \\ V_{(2)} \end{pmatrix} \quad (IV.17)$$

Pour un régime équilibre :

$$I_{SVC(1)} = -jB_{SVC} V_{(1)} \quad (IV.18)$$

$$\text{Ou : } \begin{cases} B_{SVC} = B_C - B_{TCR} = \frac{1}{X_C X_L} \left\{ X_L - \frac{X_C}{\pi} [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \right\} \\ X_L = \omega L \\ X_C = \frac{1}{\omega C} \end{cases}$$

#### IV. 2. 1.4. Les bancs de condensateurs commutables (TSC : Thyristor Switched Capacitors),

Les configurations TCSC comprennent des inductances commandées par thyristors en parallèle avec des sections d'un banc de condensateurs. Cette combinaison permet la régulation douce sur une vaste gamme de la réactance capacitive à la fréquence fondamentale. Le banc de condensateurs de chaque phase est monté sur une plate-forme pour assurer l'isolation complète contre la terre. La valve contient une chaîne de thyristors haute puissance branchés en série. La bobine d'inductance est du type sans fer. Une varistance à oxyde métallique est brochée sur le condensateur pour éviter les surtensions.

Un schéma d'un TCSC est représenté sur la figure (IV.5.) : il consiste en un TCR en parallèle avec un condensateur.

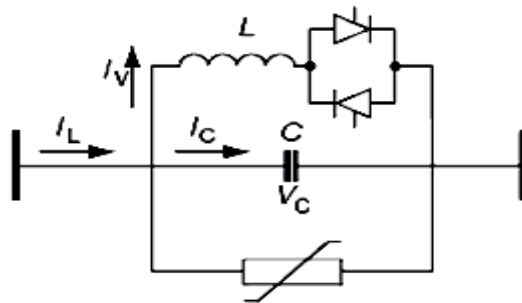


Figure.IV.5. TSC

TCSC varie la longueur de la ligne de transmission dédommagée avec petit délai. Cette caractéristique permet au TCSC d'être utilisé pour fournir aussi le rapidement courant du pouvoir actif régulation. Il augmente la marge de la stabilité du système et a prouvé très efficace dans l'amortissement des perturbations dans un réseau.

L'équation du courant de la ligne :

$$i_{\text{line}} = i \cos(\omega t - \sigma_a) = \cos \omega t \cos \sigma_a + \sin \omega t \sin \sigma_a \quad (\text{IV.19})$$

$$i_{\text{line}} = i_{\text{thy}} + i_{\text{cap}} \quad (\text{IV.20})$$

$$L \frac{di_{\text{thy}}}{dt} = \frac{1}{C} \int i_{\text{cap}} dt + V_{\text{cap}}^+ \quad (\text{IV.21})$$

Dans le domaine temporelle :

$$i_{\text{thy}} = A \cos \left[ \omega \left( t + \frac{\sigma_a}{\omega} \right) - \sigma_a \right] - A \cos \sigma_a \cos \omega_0 \left( t + \frac{\sigma_a}{\omega} \right) - B \sin \sigma_a \sin \omega_0 \left( t + \frac{\sigma_a}{\omega} \right) + DV_{\text{cap}}^+ \sin \omega_0 \left( t + \frac{\sigma_a}{\omega} \right) \quad (\text{IV.22})$$

$$Z_{\text{TCSC}(1)} = \frac{V_{\text{TCSC}(1)}}{I_{\text{line}}} = \frac{-jX_C I_{\text{cap}(1)}}{I_{\text{line}}} \quad (\text{IV.23})$$

$$X_{\text{TCSC}(1)} = \frac{-jX_C (\cos \omega t - I_{\text{thy}(1)} \cos \omega t)}{\cos \omega t} = -jX_C [1 + I'_{\text{thy}(1)}] \quad (\text{IV.24})$$

$$X_{\text{TCSC}(1)} = -X_C + C_1 \{2(\pi - \alpha) + \sin[2(\pi - \alpha)]\} + C_2 \cos^2(\pi - \alpha) \{\bar{\omega} \tan(\pi - \alpha) - \tan(\pi - \alpha)\} \quad (\text{IV.25})$$

Ou :

$$X_{LC} = \frac{X_C X_L}{X_C - X_L}$$

$$C_1 = \frac{X_C + X_{LC}}{\pi}$$

$$C_2 = -\frac{4X_{LC}^2}{X_L \pi}$$

$$\alpha = \pi - \frac{(2n-1)(LC)^{1/2} \pi \omega}{2} \quad \text{Pour } n=1, 2, 3, \dots$$

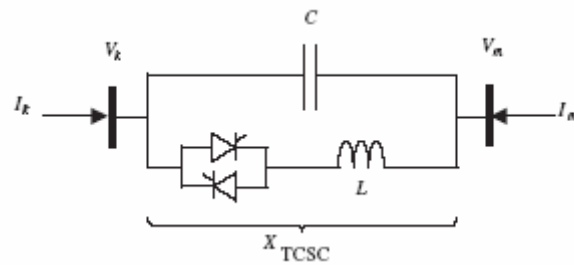


Figure IV.6. TCR monophasé

La relation tension/courant pour un TCR monophasé :

$$\begin{pmatrix} I_k \\ I_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{1}{jX_{TCSC}} & \frac{1}{jX_{TCSC}} \\ \frac{1}{jX_{TCSC}} & -\frac{1}{jX_{TCSC}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_k \\ V_m \end{pmatrix} \quad (IV.26)$$

La relation tension/courant pour un TCR triphasé :

$$\begin{bmatrix} I_{TCSCak} \\ I_{TCSCbk} \\ I_{TCSCck} \\ I_{TCSCam} \\ I_{TCSCbm} \\ I_{TCSCcm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{jX_{TCSC1}} & 0 & 0 & \frac{1}{jX_{TCSC1}} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{jX_{TCSC2}} & 0 & 0 & \frac{1}{jX_{TCSC2}} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{jX_{TCSC3}} & 0 & 0 & \frac{1}{jX_{TCSC3}} \\ \frac{1}{jX_{TCSC1}} & 0 & 0 & -\frac{1}{jX_{TCSC1}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{jX_{TCSC2}} & 0 & 0 & -\frac{1}{jX_{TCSC2}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{jX_{TCSC3}} & 0 & 0 & -\frac{1}{jX_{TCSC3}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{TCSCak} \\ V_{TCSCbk} \\ V_{TCSCck} \\ V_{TCSCam} \\ V_{TCSCbm} \\ V_{TCSCcm} \end{bmatrix}$$

( IV.27)

## IV.2. 2. Les systèmes basés sur des convertisseurs statiques

Les systèmes de contrôles basés sur des convertisseurs électroniques de puissance sont capables de générer de la puissance réactive sans le besoin pour les grands éléments de stockage de l'énergie réactive (comme bancs de condensateurs dans les systèmes classiques). Ce résultat est obtenu en faisant circuler des courants à travers les phases du système AC avec l'aide de dispositifs de commutation rapide [48].

Les dispositifs semi-conducteurs employés dans la nouvelle génération de convertisseurs électroniques de puissance sont de type entièrement contrôlé, comme le transistor bipolaire à grille isolée (IGBT) et le Gate Turn-Off thyristor (GTO). Leurs symboles respectifs de circuit sont présentés dans la figure Figure IV.7. [49].



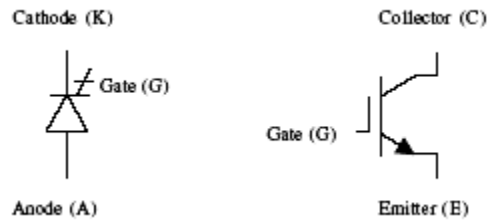


Figure IV.7. GTO /IGBT[47]

La GTO est une version plus avancée du thyristor classique, avec une caractéristique similaire allumés, mais avec la possibilité de couper à un moment différent du moment où le courant direct tombe naturellement sous le niveau actuel de détection. Ces fonctionnalités supplémentaires ont permis de nouveaux domaines d'application dans l'industrie, transport d'énergie électrique où il est désormais possible de rediriger la puissance active à l'échelle du mégawatt. À l'heure actuelle, le maximum de commutation de fréquence réalisable des GTO's est de l'ordre de 1 kHz[49].

L'IGBT est l'un des membres les plus bien développés de la famille de transistors de puissance. Il est l'appareil le plus populaire utilisé dans le domaine des commandes de moteur AC et DC, atteignant des niveaux de puissance de quelques centaines de kilowatts. Convertisseurs de puissance destinés à des applications dans les réseaux électriques commencent à faire usage d'IGBT en raison de leur montée en puissance des capacités de traitement et les pertes de conduction relativement faibles. De nouveaux progrès sont attendus dans IGBT et GTO technologie et les applications [50].

Le but des systèmes d'EP connectés aux réseaux est d'améliorer la qualité de l'énergie, connus sous le nom de dispositifs Custom Power (d'après le projet homonyme commencé entre l'EPRI et Westinghouse en 1992). Ils sont aussi désignés sous le nom de FACTS « Flexible AC Transmission System ». Les FACTS utilisent l'onduleur de Tension comme élément de base, Les plus connus sont: STATCOM, SSSC, UPFC, et les HVDC-VSC.

### IV .2.2.1. Onduleur de tension

L'onduleur de tension est un convertisseur statique qui permet, de manière réversible, la conversion de tension continue en tension alternative. Vu du réseau, il agit comme une source de tension alternative variable. La capacité d'échange d'énergie active de cette source dépend des caractéristiques du système de génération et/ou de stockage d'énergie de la partie continue de l'onduleur. Il peut aussi échanger de l'énergie réactive (au sens défini par *Fryze* comme une puissance non active), la limite étant cette fois-ci fixée par la puissance apparente du convertisseur et la fréquence de commutation des interrupteurs (si l'on veut aussi échanger de l'énergie via les harmoniques).

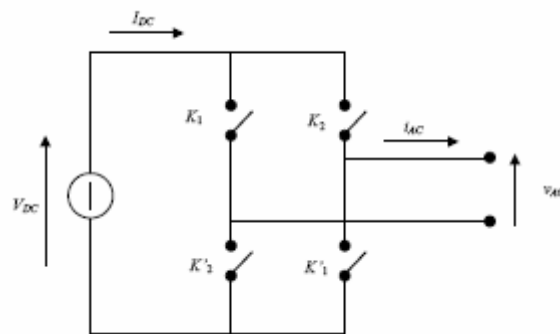


Figure IV.8. Schémas Équivalent d'un Onduleur de Tension

Étant une source de tension côté alternatif, l'onduleur de tension pourrait être directement raccordé en série avec le réseau, même si dans la plupart des cas, on utilise un transformateur de couplage et un filtre en *LC* pour filtrer les harmoniques de découpage. Par contre, l'onduleur de tension ne peut pas être directement raccordé en shunt, car le réseau électrique se comporte essentiellement comme une source de tension. Il est donc nécessaire d'ajouter un filtre de couplage (de type *L* ou *LCL*) entre l'onduleur de tension et le réseau, et ce, de façon à convertir le système en une source contrôlable de courant alternatif. Dans certains cas, le transformateur éventuel de raccordement fait office de filtre *L* via ses inductances de fuite.

Les interrupteurs utilisés sont bidirectionnels en courant et bi-commandables, en fait un semi-conducteur bi-commandable en anti-parallèle avec une diode.

Le semi-conducteur bi-commandable peut être un IGBT, un GTO, un IGCT ou encore un thyristor muni d'un circuit d'extinction pour les plus hautes puissances. On constate que ces compensateurs sont capables d'agir non seulement sur les grandeurs fondamentales du réseau (tension ou courant) mais aussi sur les grandeurs harmoniques, à travers d'un échange d'énergie réactive et active.

#### IV .2.2.2. Modélisation de l'onduleur de tension

On peut distinguer d'une part les tensions des branches ( $v_{a0}$ ,  $v_{b0}$  et  $v_{c0}$  par rapport à la borne négative du bus continu) qui sont directement fixées par la commande et d'autre part les tensions de phase ( $v_a$ ,  $v_b$  et  $v_c$  par rapport au neutre de la charge  $N$ ) qui peuvent dépendre non seulement de la commande mais aussi des caractéristiques de la charge. Pour trouver la relation entre ces deux tensions, on va supposer dans un premier temps que le neutre n'est pas raccordé et que l'onduleur est connecté à une charge triphasée équilibrée [51].

Les tensions  $v_{k0}$  ( $k = a, b, c$ ) sont directement imposées par la commande et on les utilisera pour déterminer les tensions de phase :

$$(v_{a0} - v_a + v_b - v_{bo} = 0) + (v_{a0} - v_a + v_c - v_{co} = 0) = 2v_{a0} - 2v_a + v_b + v_c - v_{bo} - v_{co} = 0$$

(IV.28)

Si la charge est équilibrée :

$$v_a + v_b + v_c = 0 \quad (\text{IV.29})$$

Donc :

$$\begin{cases} v_a = \frac{1}{3}(2v_{a0} - v_{bo} - v_{co}) \\ v_b = \frac{1}{3}(2v_{bo} - v_{a0} - v_{co}) \\ v_c = \frac{1}{3}(2v_{co} - v_{bo} - v_{a0}) \end{cases} \quad (\text{IV.30})$$



Ainsi, on peut calculer les tensions de la *partie alternative de l'onduleur* en fonction de ces fonctions de commutation. La tension de branche de l'onduleur par rapport à la borne négative du bus continu sera :

$$\begin{bmatrix} v_{ao} \\ v_{bo} \\ v_{co} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_a \\ d_b \\ d_c \end{bmatrix} * V_{DC} \quad (\text{IV.31})$$

Et par rapport au point milieu du bus continu ( $N'$ ) :

$$\begin{bmatrix} v_{aN'} \\ v_{bN'} \\ v_{cN'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 2.(d_a - 0.5) \\ 2.(d_B - 0.5) \\ 2.(d_C - 0.5) \end{bmatrix} * \frac{V_{DC}}{2} \quad (\text{IV.32})$$

Si le neutre  $n'$  est pas raccordé et la charge équilibrée, la tension de phase sera :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} (d_a) \\ (d_B) \\ (d_C) \end{bmatrix} * \frac{V_{DC}}{3} \quad (\text{IV.33})$$

Finalement, si le neutre est raccordé au point milieu du bus continu, la tension de phase sera égale à la tension de branche par rapport à ce point milieu :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{aN'} \\ v_{bN'} \\ v_{cN'} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.34})$$

En ce qui concerne la partie continue de l'onduleur, le bus continu est composé en général de deux condensateurs avec leur résistance shunt d'équilibrage (on peut y inclure certaines pertes).

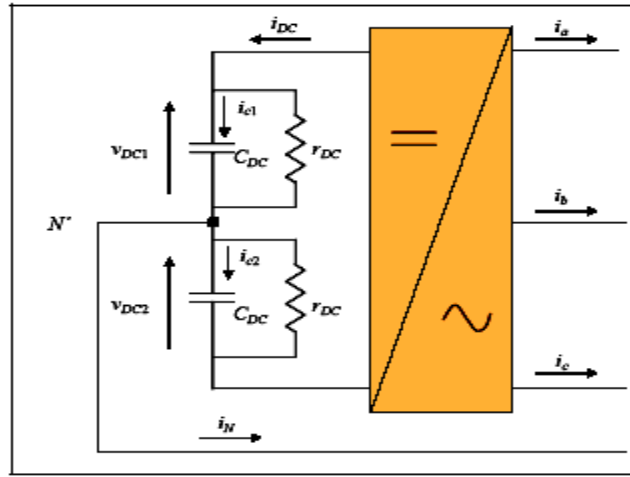


Figure IV.10. Bus Continu de l'onduleur de tension.

Si on considère le neutre raccordé, les équations qui relient la tension des condensateurs aux courants du coté alternatif et aux fonctions de commutation sont :

$$\begin{bmatrix} \frac{dv_{DC1}}{dt} \\ \frac{dv_{DC2}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{r_{DC} * C_{DC}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{r_{DC} * C_{DC}} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} v_{DC1} \\ v_{DC2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{d_a}{C_{DC}} & -\frac{d_b}{C_{DC}} & -\frac{d_c}{C_{DC}} \\ \frac{1-d_a}{C_{DC}} & \frac{1-d_b}{C_{DC}} & \frac{1-d_c}{C_{DC}} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (IV.35)$$

Si le neutre n'est pas raccordé, le courant du neutre sera nul, et donc les équations deviennent :

$$\begin{bmatrix} \frac{dv_{DC1}}{dt} \\ \frac{dv_{DC2}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{r_{DC} * C_{DC}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{r_{DC} * C_{DC}} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} v_{DC1} \\ v_{DC2} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{d_a}{C_{DC}} & \frac{d_b}{C_{DC}} & \frac{d_c}{C_{DC}} \\ \frac{d_a}{C_{DC}} & \frac{d_b}{C_{DC}} & \frac{d_c}{C_{DC}} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (IV.37)$$

### IV .2.2.3. Commande de l'onduleur de Tension :

Une fois analysée la relation entre les différentes grandeurs électriques de l'onduleur et les fonctions de commutation, on étudie les techniques de commandes pour déterminer ces fonctions, ou autrement dit, la commande rapprochée, en visant à produire un tension sinusoïdale possible avec haute contrôlabilité des pertes dites aux commutations.

Les techniques de commandes sont classées en deux méthodes :

- Commande à la fréquence des grandeurs de sortie.
- Commande à des fréquences supérieures.

#### IV .2.2.3.1. Commande à la fréquence des grandeurs de sortie (pleine onde)

Dans la commande en pleine onde, on ferme les interrupteurs d'une même branche de façon complémentaire pendant une demi période et en décalant la commande de chaque bras d'un tiers de la période ( $2\pi/3$ ). Par conséquent, on obtient trois ondes carrées de tension décalées de  $2\pi/3$  aux bras de l'onduleur, dont l'amplitude est égale à la tension continue ( $V_{DC}$ ), et de même période que la tension du réseau.

La valeur efficace du fondamental de la tension de phase est  $(V_k)_1$  :

$$(v_k)_1 = \frac{\sqrt{2}}{\pi} * V_{DC} \quad (IV.38)$$

Le développement en série de Fourier de la tension de phase contient tous les harmoniques impairs sauf ceux de rang 3.

La valeur efficace des harmoniques est inversement proportionnelle à leur pulsation :

$$\frac{(v_k)_{2h+1}}{(v_k)_1} = \frac{1}{2h+1} \quad (IV.39)$$

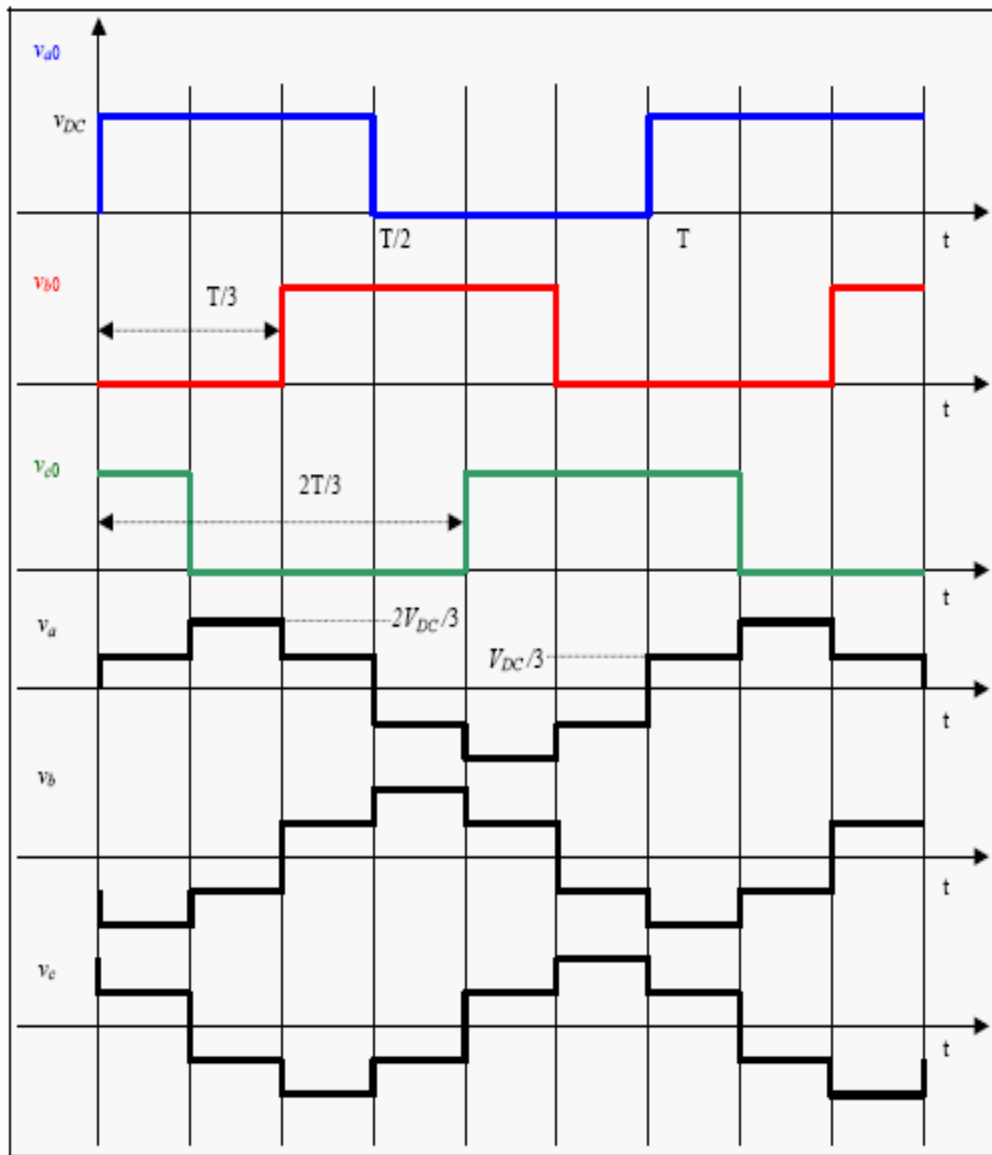


Figure. IV.11. Allure des tensions d'un onduleur triphasé pour une commande en pleine onde

[37]

Si le neutre de l'onduleur est raccordé au neutre de la charge, la tension appliquée à chaque phase ne dépend que de la tension de la branche de l'onduleur à laquelle elle est connectée. La tension de phase est identique à la tension des branches par rapport à la borne négative du bus continu ( $v_{a0}$ ,  $v_{b0}$  et  $v_{c0}$ ), sauf qu'elle n'a pas de composante continue (elle oscille entre  $\pm V_{DC}/2$ ).



Si on suppose un système triphasé équilibré de courants de charge :

$$\begin{aligned} i_a &= I_{\max} * \sin(\omega t - \varphi) \\ i_b &= I_{\max} * \sin\left(\omega t - \varphi - \frac{2\pi}{3}\right) \\ i_c &= I_{\max} * \sin\left(\omega t - \varphi + \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (\text{IV.40})$$

On peut calculer le courant de la partie continue ( $i_{DC}$ ) à partir des commutations des interrupteurs et du courant alternatif :  $i_{DC} = d_a * i_a + d_b * i_b + d_c * i_c$

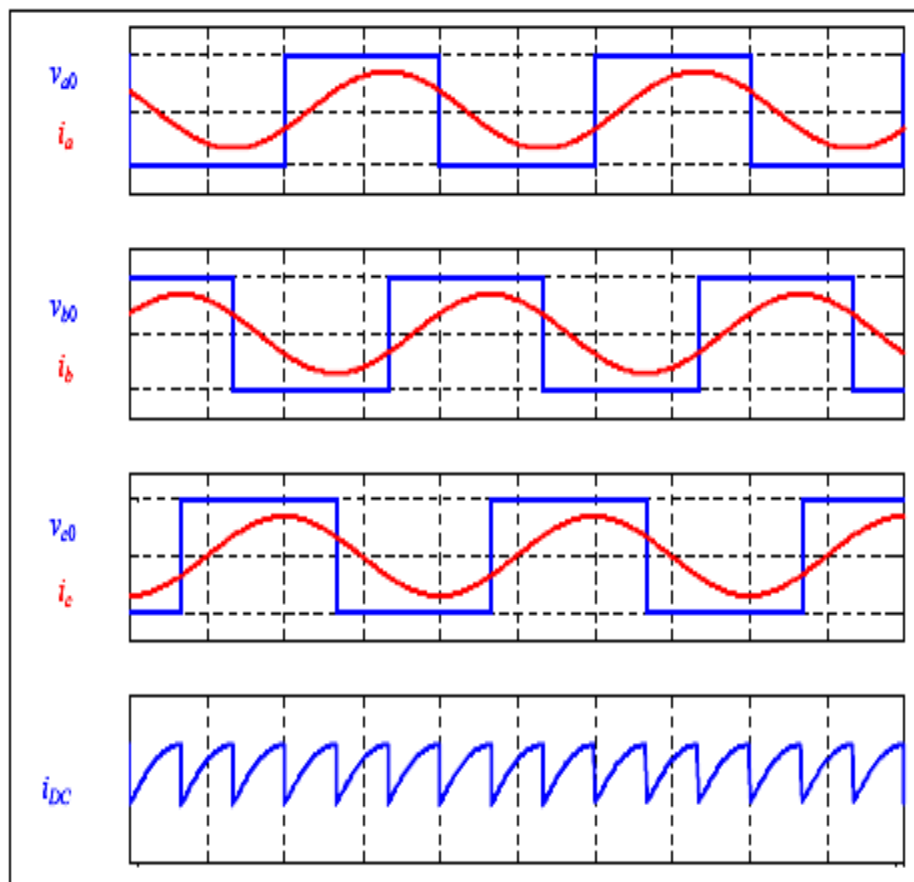


Figure. IV.12. Courant continu de l'onduleur triphasé avec commande en pleine onde  $\varphi = 30^\circ$

#### IV .2.2.3.2. Commande à des fréquences supérieures

La commande en pleine onde ne permet qu'un contrôle direct de la phase du fondamental de la tension de l'onduleur, et ne permet donc pas un contrôle découplé de l'échange de puissance active et réactive avec le réseau.

On peut régler l'amplitude et la phase des composantes basse fréquence de la tension d'onduleur (fondamental + harmoniques basse fréquence) tout en repoussant les harmoniques non désirés, et ce, en augmentant la fréquence de commutation des interrupteurs par rapport à la fréquence des grandeurs fondamentales ; on réalise ainsi une véritable source de tension contrôlée qui sera le coeur de la plupart des compensateurs de basse et moyenne puissances.

#### IV .2.2.3.3. Commande en MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion)

Cette commande consiste à adopter une fréquence de commutation ( $f_m$ ) suffisamment élevée par rapport à la fréquence maximum du signal de sortie souhaité ( $x_{réf}$ ), et de reproduire la valeur moyenne de ce signal à chaque période de commutation en jouant sur la durée d'application des tensions positives et négatives par rapport au point milieu du bus continu ( $v_k N'$ ).

La méthode classique pour déterminer les instants de commutation des interrupteurs (et donc d'application de tensions positives ou négatives) est *la MLI intersective*.

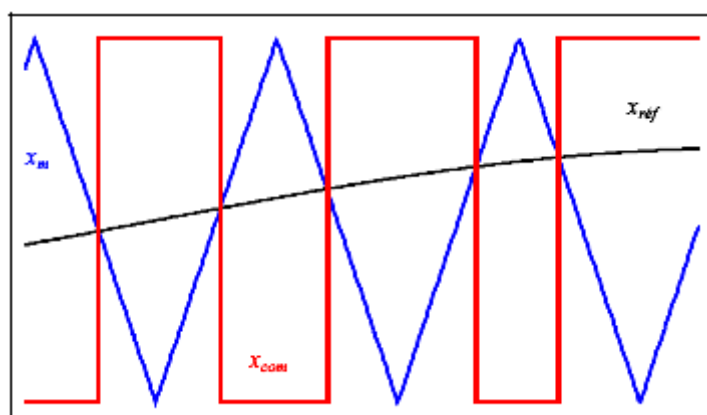


Figure. IV.13. Détermination des instants de commutation en commande MLI. [37 ]

Elle se base sur la comparaison d'une onde de modulation ( $x_m$ ), qui est en général un signal triangulaire de fréquence élevée ( $f_m$ ) chargée d'imposer les périodes de modulation, avec une onde de référence ( $x_{ref}$ ), qui représente la tension de sortie souhaitée (qui peut être sinusoïdale ou non en fonction de l'application). Le signal de commutation ( $x_{com}$ ) est déterminé à partir de l'intersection de ces deux signaux (voir figure IV.13). Dans le cas de l'onduleur triphasé, on aura 3 signaux de référence (un pour chaque bras de l'onduleur).

#### ***a. Génération de tensions sinusoïdales :***

Dans la plupart d'applications, on travaille avec une onde de référence sinusoïdale de fréquence ( $f_{ref}$ ) :

$$x_{ref} = (x_{ref})_{max} * \sin(2\pi f_{ref}.t) \quad (IV.41)$$

L'amplitude du fondamental (et des harmoniques aussi) dépend du rapport ( $ma$ ) entre les amplitudes des ondes de référence et de modulation :

$$m_a = \frac{(x_{ref})_{max}}{(x_m)_{max}} \quad (IV.42)$$

Si ( $ma \leq 1$ ), on travail dans la zone linéaire et la relation entre l'amplitude du signal de référence et du fondamental de la tension de branche est linéaire :

$$(v_{ko})_{l-max} = m_a * \frac{V_{DC}}{2} \quad (IV.43)$$

La fréquence des harmoniques de découpage dépend du e rapport ( $mf$ ) entre les fréquences des ondes de référence et de modulation :

$$m_f = \frac{f_m}{f_{ref}} \quad (IV.44)$$

Si on choisit un rapport  $m_f$  impair, la tension de sortie contient seulement des harmoniques impairs, centrés autour des multiples de la fréquence de commutation. De plus, si ce rapport est aussi un multiple de 3, les harmoniques multiples de 3 qui sont présents sur les tensions de branche disparaissent de la tension de phase.

***b. Génération de tensions NON sinusoïdales :***

Dans certaines applications de compensation, il n'est pas suffisant de contrôler les grandeurs fondamentales, mais il est également nécessaire de contrôler les grandeurs harmoniques. C'est le cas du filtrage actif de tension ou de courant.

Ce type de commande permet de reproduire un signal de référence quelle que soit son allure (sinusoïdale ou non). La seule restriction réside dans le fait que les fréquences de commutation utilisées doivent être suffisamment éloignées de la fréquence maximum du signal de référence.

De plus, le signal de référence doit toujours être inférieur au signal de modulation (pour rester dans les limites de linéarité). En ce qui concerne le spectre harmonique, les techniques de commande à la fréquence des fondamentaux introduisent des harmoniques de tension basse fréquence (voir équation 3.14). Les techniques de commande à des fréquences supérieures permettent de repousser ces harmoniques vers la fréquence de découpage, améliorant ainsi le spectre harmonique de la tension. Cependant pour que ceci soit vrai, il faut utiliser une MLI synchrone, [52] c'est-à-dire que la fréquence de découpage doit être multiple de la fréquence de commutation, sinon il y aura des sous harmoniques basse fréquence dans la tension de sortie. Dans le cas où l'on veut générer une tension non sinusoïdale, le cas typique des applications de filtrage actif, en général il sera impossible que la fréquence de découpage soit multiple de toutes les fréquences présentes sur la référence.

### IV .2.3.Les systèmes basés sur des convertisseurs statiques FACTS :

Les systèmes d'EP connectés aux réseaux connus sous le nom de dispositifs FACTS utilisent l'onduleur de Tension comme élément de base, Les plus connus sont: STATCOM, SSSC, UPFC, et les HVDC-VSC .

#### IV.2 .3.1. Compensateur synchrone statique

Le compensateur synchrone statique STATCOM (Static Synchronous Compensator) est fondé sur une source de tension synchrone à semi-conducteurs, analogue à une machine synchrone qui fournit un ensemble équilibré de trois tensions sinusoïdales à la fréquence fondamentale, avec des amplitudes et des angles de phases réglables. Un tel dispositif est toutefois exempt d'inertie.

Un STATCOM est constitué d'un onduleur de tension connecté au réseau au travers un transformateur de couplage. Dans cette application, la source d'énergie Continue peut être remplacée par un condensateur, de sorte que l'échange d'énergie en régime permanent entre le compensateur statique et le réseau peut être uniquement réactif comme illustré par .

Le schémas équivalent d'un STATCOM est représenté sur la figure (IV.14.b) ;

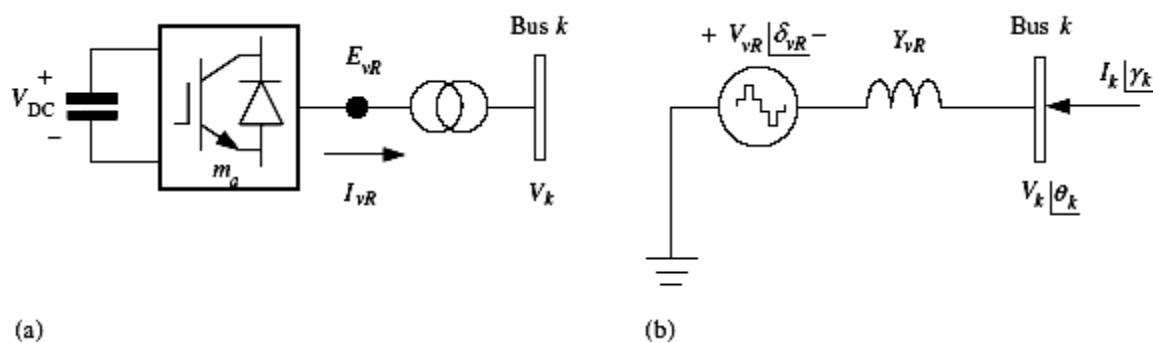


Figure. IV.14. (a) compensateur synchrone statique STATCOM, (b) Schéma équivalent du STATCOM [47].

Dans le model équivalent de Thévenin, le STATCOM est représenté comme une source de tension variable ( $E_{vR}^{\rho}$ ) ou son amplitude et phase seront ajustés aux besoins du jeu de barre de connection au réseau.

La tension shunt générée par le STATCOM peut être représentée par :

$$E_{vR}^{\rho} = V_{vR}^{\rho} (\cos \delta_{vR}^{\rho} + j \sin \delta_{vR}^{\rho}) \quad (IV.45)$$

Ou :  $\rho = a, b, c$  indique la phase.

$$0 < \delta_{vR}^{\rho} < 2\pi$$

Le courant devient :

$$[I_k] = [Y_{vR} \quad -Y_{vR}] \begin{bmatrix} V_k \\ E_{vR} \end{bmatrix} \quad (IV.46)$$

Ou :

$$I_k = [I_k^a \angle \gamma_k^a \quad I_k^b \angle \gamma_k^b \quad I_k^c \angle \gamma_k^c]^t$$

$$V_k = [V_k^a \angle \theta_k^a \quad V_k^b \angle \theta_k^b \quad V_k^c \angle \theta_k^c]^t$$

$$E_{vR} = [V_{vRk}^a \angle \delta_{vRk}^a \quad V_{vRk}^b \angle \delta_{vRk}^b \quad V_{vRk}^c \angle \delta_{vRk}^c]^t$$

$$Y_{vR} = \begin{bmatrix} Y_{vRk}^a & 0 & 0 \\ 0 & Y_{vRk}^b & 0 \\ 0 & 0 & Y_{vRk}^c \end{bmatrix} \text{ Matrice d'admittance.}$$

### IV.2.3.2. Compensateur série synchrone statique

Un onduleur de tension peut être utilisé dans un système de transport d'énergie. Un tel système porte la désignation compensateur série synchrone statique SSSC (Static Synchronous Series Compensator).

Un SSSC est constitué d'un onduleur de tension branché en série sur une ligne de transport via transformateur. Une source d'énergie est nécessaire pour fournir la tension continue à travers le condensateur et pour compenser les pertes de l'onduleur. Le compensateur série est capable d'échanger de la puissance active et de la puissance réactive avec le réseau.

la tension injectée peut être commandée en amplitude et en phase. En cas de compensation de puissance réactive, seule l'amplitude de la tension est commandable, puisque le vecteur de la tension injectée est perpendiculaire au courant de la ligne. Ce faisant, un SSSC peut se comporter de manière analogue à un condensateur série et à une inductance série réglables. La différence fondamentale réside dans le fait que la tension injectée par un SSSC n'est pas en relation avec le courant de la ligne et qu'elle peut être réglée indépendamment de celui-ci. Cette caractéristique importante signifie que le SSSC peut être utilisé efficacement, tant pour les petites charges que pour les charges élevées.

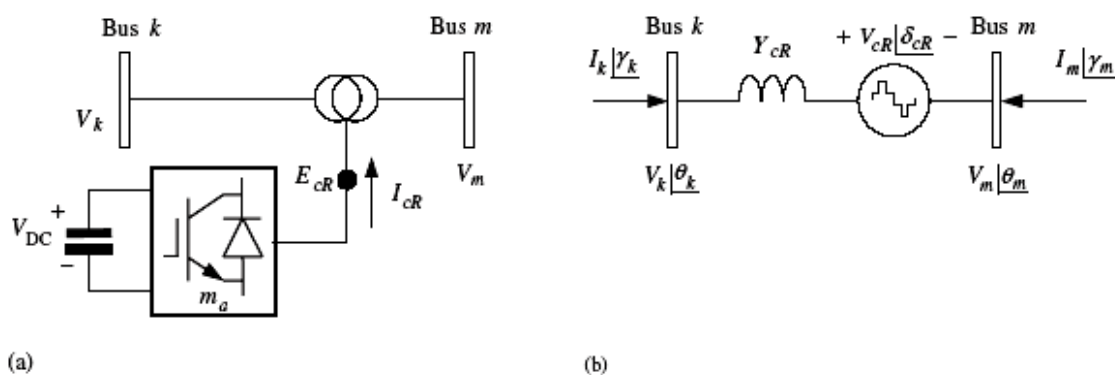


Figure. IV.15. (a) Un compensateur série synchrone statique SSSC, (b) Schéma équivalent d'un SSSC [47].

La tension série générée par le SSSC peut être représentée par :

$$E_{cR}^{\rho} = V_{cR}^{\rho} \left( \cos \delta_{cR}^{\rho} + j \sin \delta_{cR}^{\rho} \right) \quad (IV.47)$$

Ou :

$\rho = a, b, c$  indique la phase.

$$0 < \delta_{vR}^{\delta} < 2\pi .$$

Le courant devient :

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{cR} & -Y_{cR} & -Y_{cR} \\ -Y_{cR} & Y_{cR} & Y_{cR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \\ E_{cR} \end{bmatrix} \quad (IV.48)$$

Ou :

$$I_m = \left[ I_m^a \angle \gamma_m^a \quad I_m^b \angle \gamma_m^b \quad I_m^c \angle \gamma_m^c \right]^t$$

$$V_m = \left[ V_m^a \angle \theta_m^a \quad V_m^b \angle \theta_m^b \quad V_m^c \angle \theta_m^c \right]^t$$

$$E_{cR} = \left[ V_{cR}^a \angle \delta_{cR}^a \quad V_{cR}^b \angle \delta_{cR}^b \quad V_{cR}^c \angle \delta_{cR}^c \right]^t$$

$$Y_{cR} = \begin{bmatrix} Y_{cRk}^a & 0 & 0 \\ 0 & Y_{cRk}^b & 0 \\ 0 & 0 & Y_{cRk}^c \end{bmatrix} ; \text{ Matrice d'admittance.}$$

### IV 2.3.3. Contrôleur de transit de puissance unifié

Le contrôleur de transit de puissance unifié UPFC (*Unified Power Flow Controller*) est constitué de deux convertisseurs de commutation exploités avec une liaison Continue commune.

L'UPFC est composé de deux onduleurs de tension : l'un connecté en série et l'autre en parallèle , le convertisseur série accomplit la fonction principale de l'UPFC, en injectant en série une tension CA avec une amplitude et un angle de phase réglables dans la ligne de transport à l'aide d'un transformateur série. La fonction fondamentale du convertisseur shunt réside dans la livraison ou l'absorption de puissance effective demandée par le convertisseur série à la liaison



CC commune. Il peut aussi produire ou absorber de la puissance réactive selon la demande et fournir une compensation shunt réactive indépendante à la ligne de transport. Le convertisseur série produit ou absorbe la puissance réactive nécessaire localement et produit de la puissance active comme résultat de l'injection série de tension.

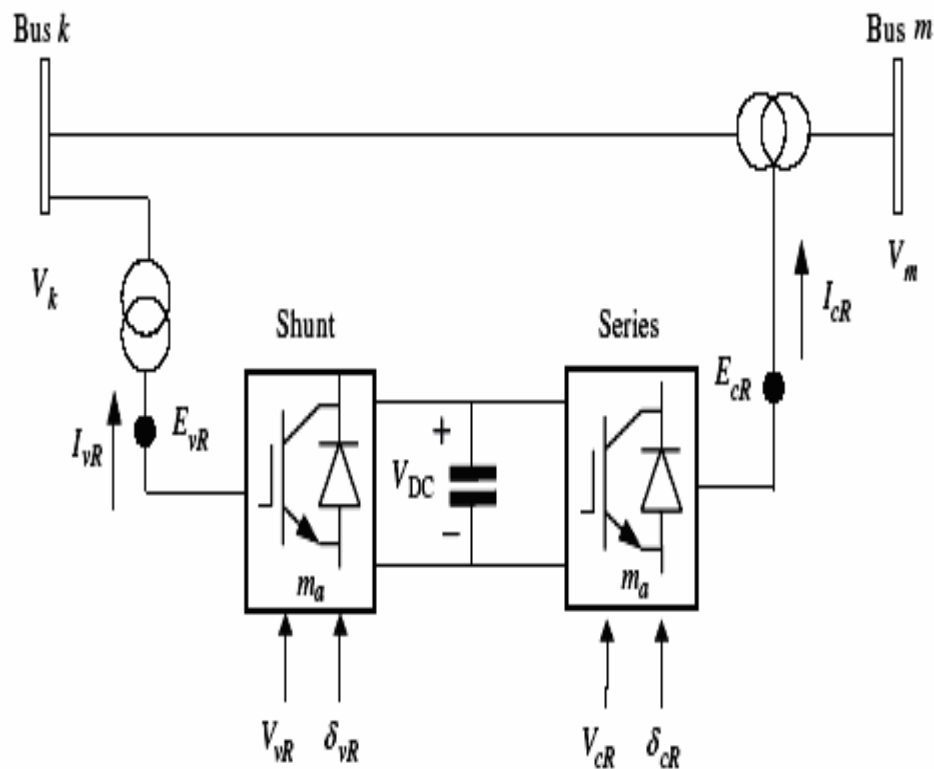


Figure. IV.16. Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC [47]

Un UPFC peut régler simultanément la puissance active et la puissance réactive. En général, il possède trois variables de commande et peut s'exploiter en différents modes. Le convertisseur branché en shunt règle la tension du bus  $i$  dans et le convertisseur branché en série règle les puissances active et réactive, ou la puissance active et la tension au nœud de branchement série. QEE.

Le schéma équivalent d'un UPFC est représenté sur la figure (IV.17) ;

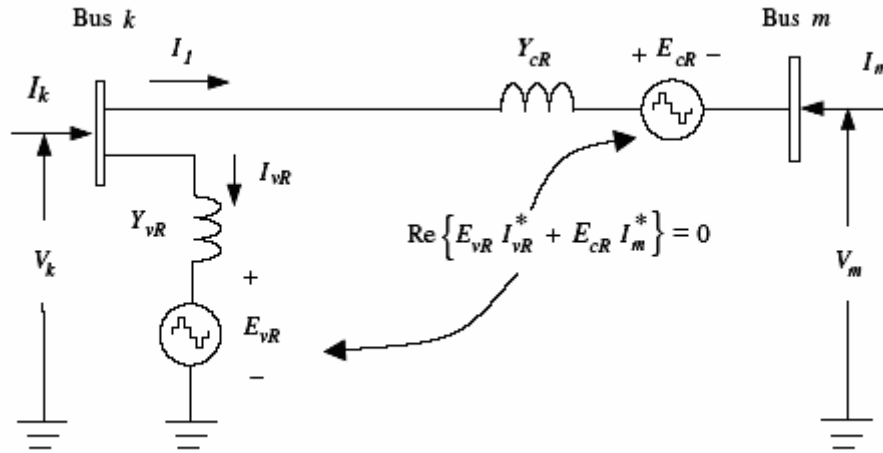


Figure. IV.17. Schéma équivalent d'un UPFC [47].

Dans ce schéma l'UPFC est représenté par deux sources de tension : l'une connectée en parallèle et l'autre en série, les deux sources sont connectées au travers deux réactances inductives qui représentent les deux transformateurs.

Les deux équations de la tension générée

$$E_{vR}^{\rho} = V_{vR}^{\rho} (\cos \delta_{vR}^{\rho} + j \sin \delta_{vR}^{\rho}) \quad (\text{IV.49})$$

$$E_{cR}^{\rho} = V_{cR}^{\rho} (\cos \delta_{cR}^{\rho} + j \sin \delta_{cR}^{\rho}) \quad (\text{IV.50})$$

$$\text{Re}\{-E_{vR}^{\rho} I_{vR}^{\rho*} + E_{cR}^{\rho} I_m^{\rho*}\} = 0 \quad (\text{IV.51})$$

Ou :

$\rho = a, b, c$  indique la phase.

$$\text{Le courant devient : } \begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (Y_{cR} + Y_{vR}) & -Y_{cR} & -Y_{cR} & -Y_{vR} \\ -Y_{cR} & Y_{cR} & Y_{cR} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \\ E_{cR} \\ E_{vR} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.51})$$

#### IV. 2.3.4 Liaison à Courant Continu High Voltage Direct Current (HDVC)

Les HVDC-VSC comprend deux convertisseurs, l'un fonctionnant comme un redresseur et l'autre comme un onduleur. Les deux convertisseurs sont reliés soit dos-à-dos ou reliés par un câble à courant continu, en fonction de la demande. Sa fonction principale est de transmettre une puissance constante DC du redresseur à la station de conversion, avec la contrôlabilité élevée. Une représentation schématique de l'HVDC-VSC et son circuit équivalent sont indiqués dans les figures IV.18 et IV.19, respectivement.

Le premier convertisseur (redresseur) contrôle la tension continue, l'autre la transmission de puissance active à travers le lien DC. En négligeant les pertes dans les convertisseurs, le flux de puissance active entrant dans le système DC doit être égal au flux de puissance active du réseau .

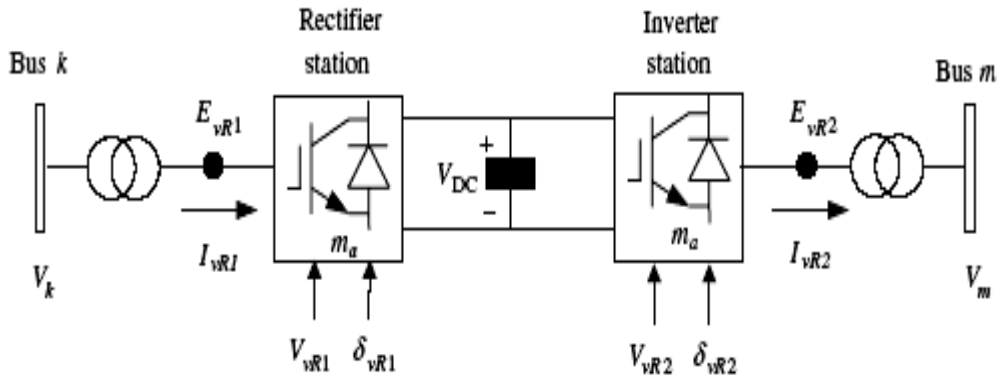


Figure. IV.18. HDVC [47].

Les HVDC-VSC système est convenablement représenté par deux sources de tension shunt liées entre elles par une équation de puissance active contrainte. Chaque source de tension est connectée au réseau par le biais du transformateur.

$$E_{vR1}^p = V_{vR1}^p \left( \cos \delta_{vR1}^p + j \sin \delta_{vR1}^p \right) \quad (\text{IV.52})$$

$$E_{vR2}^p = V_{vR2}^p \left( \cos \delta_{vR2}^p + j \sin \delta_{vR2}^p \right) \quad (\text{IV.53})$$

$$\text{Re} \left\{ -E_{vR1}^p I_{vR1}^{*p} + E_{vR2}^p I_m^{*p} \right\} = 0 \quad (\text{IV.54})$$

Ou :

$\rho = a, b, c$  indique la phase.

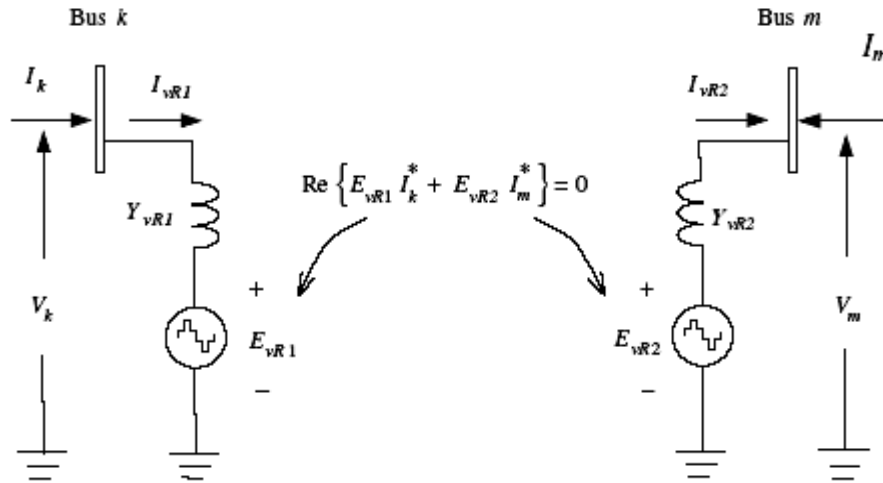


Figure. IV.19 Schéma équivalent d'un HDVC [47].

Dans cette application, les deux sources de tension shunt utilisé pour représenter le redresseur et onduleur stations ont les grandeurs de tension et limites suivantes angles de phase:

Le courant devient :

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{vR1} & -Y_{vR1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Y_{vR2} & -Y_{vR2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ E_{vR1} \\ V_m \\ E_{vR2} \end{bmatrix} \quad (IV.55)$$

### IV .3. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté l'intérêt de l'utilisations des systèmes a base d'électronique de puissance (EP) dans des applications d'amélioration de la qualité de l'énergie dans le réseaux électriques (transmission et distribution).

Dans ces systèmes on distingue deux types :

- Systèmes basés sur des **convertisseurs statiques** (en pratique, dans la plupart des applications le convertisseur utilisé est l'onduleur de tension).
- systèmes basés sur des **éléments passifs commutés** (EPC) par des interrupteurs électroniques. On classe dans cette famille le gradateur.

Nous avons modélisé chaque élément de compensation à base de Thyristors connectés au réseau ainsi que tous les systèmes d'EP connectés aux réseaux qui utilisent l'onduleur de Tension comme élément de base.

La problématique de commande et interfaçage de ces éléments dans un réseau pour des applications d'amélioration de la qualité de l'énergie fera l'objet du chapitre suivant.

Chapitre V:  
Modélisation et commande des compensateurs d'EP dans un  
réseau

## V.1. Introduction

La commande d'un système d'Electronique de Puissance (EP) consiste à envoyer des ordres d'amorçage et de blocage aux semi-conducteurs commandés. Ces instants sont déterminés par une ou plusieurs boucles de commande hiérarchisées.

La commande de premier niveau, détermine les instants où il faut envoyer ces ordres en fonction d'ondes de référence qui correspondent généralement aux tensions ou aux courants qu'on veut imposer à la sortie du dispositif. Les ondes de référence sont générées par la commande principale à partir des signaux de référence et des mesures.

Dans le cas des compensateurs basés sur des éléments passifs commutés (EPC) , la commande principale calcule l'impédance fondamentale que l'on veut appliquer au réseau pour effectuer la compensation souhaitée, et ensuite la commande rapprochée se chargera de déterminer les angles d'amorçage et l'état des différents interrupteurs pour l'obtenir.

Concernant les compensateurs basés sur l'onduleur de tension, la démarche peut être plus complexe [37]. De leur capacité de générer de courants/tensions sinusoïdaux et d'injecter tant de l'énergie active comme réactive, se dérive une commande relativement complexe. Ainsi, le coeur de la commande sera toujours la commande rapprochée qui déterminera les instants d'ouverture est fermeture des interrupteurs.

Dans notre travail de thèse, Nous avons opté pour un système de compensation basé sur un onduleur de tension comme élément de base. Une commande a été développée, basée sur une technique de modulation MLI et elle est composée de deux boucles de commande :

- Une boucle de commande externe qui, à partir des consignes de l'utilisateur ( $X_{ref}$ : Tension de charge parfaitement sinusoïdale, équilibrée et d'amplitude donnée ; Courant réseau parfaitement sinusoïdal, équilibrée et en phase avec la tension réseau ; réglage de la tension efficace au noeud de raccordement etc.) et la mesure des grandeurs du réseau et/ou de la charge ( $X_{rés - mes}$  et  $X_{ch - mes}$ ), calcule la tension/courant à injecter au réseau.

- Une boucle de tension/courant qui calculera la tension à générer par l'onduleur de façon à avoir en sortie la tension/courant souhaitée.

La commande des compensateurs d'EP dans un réseau électrique se distingue par deux étapes :

1. commande externe : à partir de l'état actuel des grandeurs commandées (tension/courant), un calcul de la quantité d'énergie à échanger avec le réseau pour arriver à un état souhaité (Tension/courant souhaité).
2. commande interne : les informations requises de l'extérieur seront envoyées aux boucles internes en forme de consigne (de tension, courant, angle d'amorçage etc.).

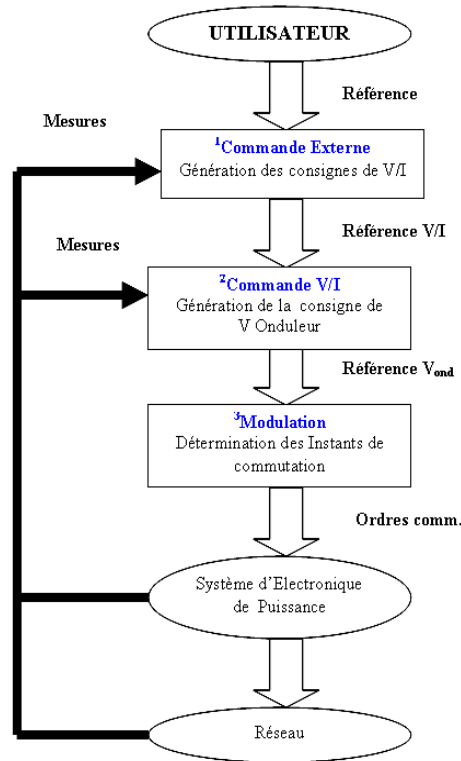


Figure.V.1. Algorithme de Conception de la commande des compensateurs d'EP basés sur l'onduleur de tension.

Dans les compensateurs, à la différence des systèmes de remplacement fonctionnant en tout ou rien (comme les ASI par exemple), il ne suffit pas de détecter les perturbations, mais il est aussi nécessaire de les identifier pour pouvoir ainsi les compenser correctement selon la stratégie choisie. De ce fait, la boucle de commande hiérarchique haut des compensateurs d'EP est en



général composée de deux blocs principaux : le bloc d'identification des perturbations et le bloc de compensation.

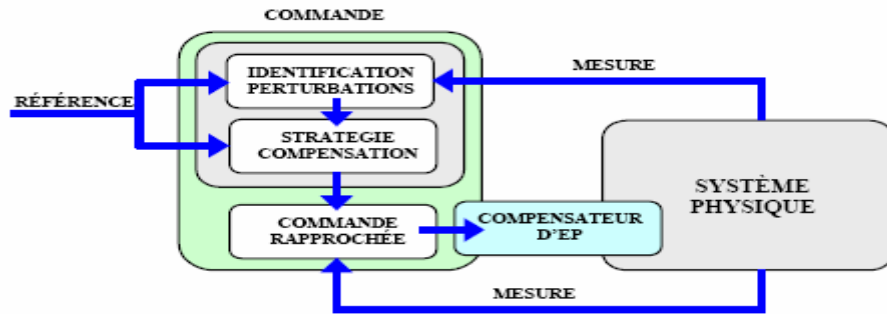


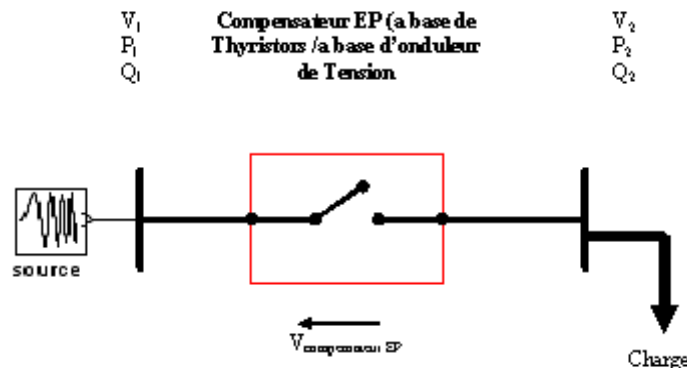
Figure.V.2. Boucle de commande externe des compensateurs d'EP [37].

## V.2 .Topologies de compensation :

Il existe trois topologies de compensation principales, les deux topologies de raccordement au réseau mentionnées précédemment, *série* et *shunt*, et une troisième dérivée de la combinaison des deux antérieures : la topologie *universelle*.

### V.2.1. Compensation Série :

Le compensateur est basé sur l'onduleur de tension, la tension de l'onduleur s'ajoute à la tension du réseau, elle compense ainsi les perturbations agissant sur la tension d'alimentation de la charge sensible. Le compensateur permet maintes fonctionnalités ou une combinaison de ces dernières :

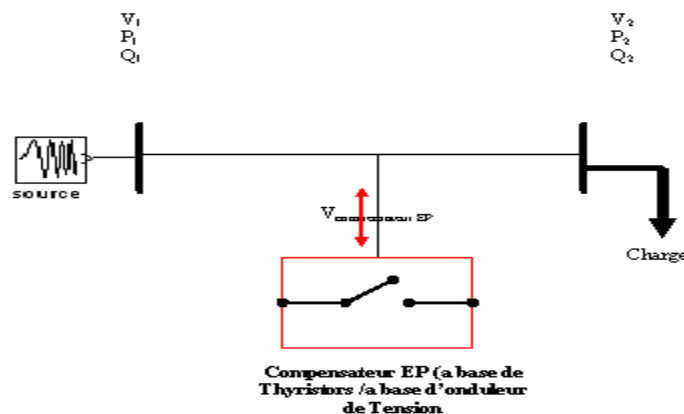


FigureV.3. Principe de compensation série par convertisseur d'EP.

- **Produire une tension en quadrature** avec le courant réseau, se comportant comme le compensateur à base d'EPC ; dans ce cas il n'y a, hormis les pertes, pas d'échange de puissance active.
- **Immuniser le réseau aval** des creux de tension ou autre perturbation affectant la valeur efficace de la tension et ce en injectant une tension en phase ou opposition de phase avec la tension amont ; il peut y avoir dans ce cas échange de puissance à la fois active et réactive.
- **Filtrer les harmoniques de tension** venant du réseau, il se comporte alors comme un filtre actif de tension. En résumé, dans la distribution, ce compensateur sert principalement à aider à la fourniture d'une énergie de qualité.

### V.2.2. Compensation Shunt :

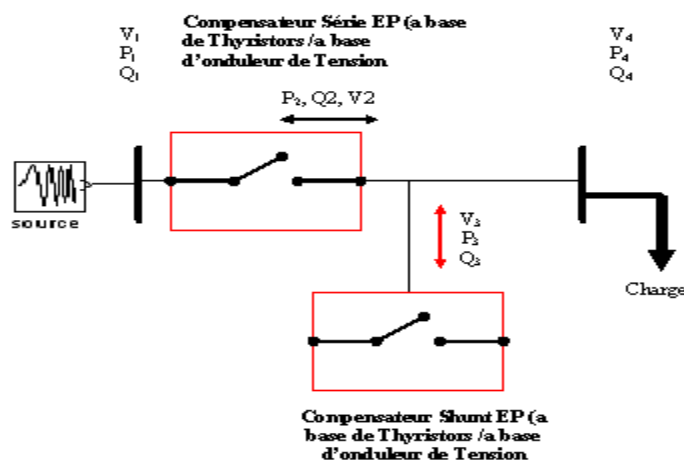
Le compensateur est basé sur l'onduleur de tension, il peut faire office de source de courant variable. En plus des fonctionnalités des EPC shunt, ce compensateur peut également être utilisé comme filtre actif de courant en produisant des courants harmoniques en opposition de phase avec ceux produits par les charges perturbatrices.



FigureV.4. Principe de compensation shunt par convertisseur d'EP.

### V.2.3 Compensation Universelle :

Ce compensateur est une association des systèmes présentés précédemment, leurs fonctionnalités aussi sont une combinaison des compensateurs série et shunt. Généralement, le compensateur universel est formé de deux onduleurs de tension, l'un en série, l'autre en shunt et partageant un même bus continu.



FigureV.5. Principe de compensation universelle par convertisseur d'EP.

L'un des compensateurs universels connu sous le nom de UPFC est le plus performants des composants FACTS. Il est capable de contrôler, simultanément et indépendamment, la puissance active et la puissance réactive de la ligne. Il peut contrôler aussi les trois paramètres associés au transit de puissance ; la tension, l'impédance et l'angle de puissance.

Afin de pouvoir étudier le comportement du système et la synthèse des lois de commande, il est nécessaire d'établir un modèle adéquat du dispositif. Nous avons étudié et modélisé un réseau réel du complexe Arcelormittal Annaba (225KV/63KV) associé à un UPFC. Le modèle détaillé représente correctement les limites de commande et de fonctionnement du contrôleur.

La conception, les principes de fonctionnement, le modèle mathématique, l'identification des références et les blocs de commande de base de l'UPFC sont démontrés ainsi que les résultats des simulations obtenus par MATLAB.

### V.3. Modélisation et Commande d'un UPFC Incorporé dans un Réseau Electrique

Afin de simuler un réseau électrique qui contient un UPFC, ce dernier doit être modélisée. La figure V.6 montre un diagramme pour UPFC; toutes les variables utilisées dans le modèle UPFC sont indiquées sur la figure avec des phaseurs [53].

Les systèmes : Per. Unit (p.u) et les unités MKS, sont utilisés conjointement dans la modélisation. Le système Per.Unit utilise ses variables calculés sur la base du système du côté  $S_B$  et  $V_B$ (voir Annexe), tandis que les variables DC sont exprimés en unités MKS.

Les courants  $I_{d1}$ ,  $I_{d2}$  (voir fig. V.6) Et la tension du condensateur et actuelles ont la relation suivante avec les harmoniques négligées [54]:

$$I_d = C \frac{dV_d}{dt} \quad (V.1)$$

$$I_d = I_{d1} + I_{d2} \quad (V.2)$$

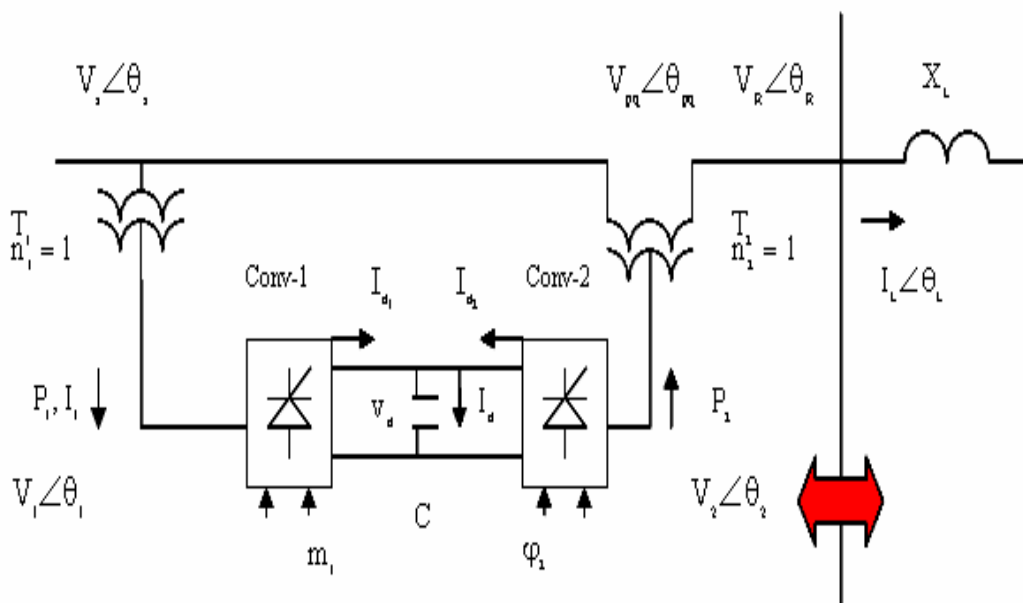


Figure V.6. Ligne Electrique de transmission avec un UPFC installé.

Si nous supposons que les deux convertisseurs shunt et série sont identiques ; les puissances actives (en p.u) échangés avec le système seront :

$$P_1 = \frac{V_d I_{d1}}{S_B} \quad (V.3)$$

$$P_2 = -\frac{V_d I_{d2}}{S_B} \quad (V.4)$$

des équations (V.1)-( V.4) nous obtenons:

$$CC_d = -\frac{dV_d}{dt} (P_1 - P_2) S_B \quad (V.5)$$

Les puissances actives ( $P_1$  et  $P_2$ ) peuvent être calculées aussi par les équations suivantes:

$$P_1 = \mathbf{R}_e \left( \dot{V}_1 \dot{I}_1 \right) = \mathbf{R}_e \left( \dot{V}_1 \left( \frac{n_1 \dot{V}_s - \dot{V}_1}{jX_{t1}} \right)^* \right) \quad (V.6)$$

$$P_2 = \mathbf{R}_e \left( \dot{V}_{pq} \dot{I}_L \right) = \mathbf{R}_e \left( \dot{V}_{pq} \left( \frac{\dot{V}_s + \dot{V}_{pq} - \dot{V}_R}{jX_{t2}} \right)^* \right) \quad (V.7)$$

Appliquons la technique de modulation de la largeur d'impulsion pour les deux convertisseurs [55], les tensions de sorties seront :

$$V_1 = m_1 \frac{V_d}{V_B} \quad (V.8)$$

$$V_2 = m_2 \frac{V_d}{V_B} \quad (V.9)$$

Ou:

- $m_1$  et  $m_2$  représentent respectivement les indices de control MLI des convertisseurs (1) et (2) afin de maintenir les tension desires de references  $V_1$  et  $V_2$
- $V_1$  et  $V_2$  en p.u.  $V_B$  Tension de base.

$\theta_1$ ,  $\theta_2$  respectivement sont les angles de phases des phaseurs  $\dot{V}_1$  et  $\dot{V}_2$ . Ces angles sont contrôlés au travers les angles d'amorçage  $\varphi_1$  et  $\varphi_2$  des deux convertisseurs.

$$\begin{aligned}\theta_1 &= \theta_s - \varphi_1 \\ \theta_2 &= \theta_s - \varphi_2\end{aligned}\quad (\text{V.10})$$

Si on prend le rapport de transformation des transfos, les equations precedents deviennent :

$$CV_d = -\frac{dV_d}{dt}(P_1 - P_2)S_b \quad (\text{V.11})$$

$$P_1 = R_e \left( \dot{V}_1 \left( \frac{n_1 \dot{V}_s - \dot{V}_1}{jX_{t1}} \right)^* \right) \quad (\text{V.12})$$

$$P_2 = R_c \left( \dot{V}_{pq} \left( \frac{\dot{V}_s + \dot{V}_{pq} - \dot{V}_R}{jX_{t2}} \right)^* \right) \quad (\text{V.13})$$

$$V_1 = m_1 \frac{V_d}{V_B} \quad (\text{V.14})$$

$$V_{pq} = m_2 \frac{V_d}{V_B / n_2} \quad (\text{V.15})$$

$$\theta_{pq} = \theta_s - \varphi_2 \quad (\text{V.16})$$

#### V.4. Fonctionnement de L'UPFC dans un réseau

Le régulateur de charge UPFC peut varié significativement sa stratégie de contrôle (control indépendant de la puissance active et réactive), il est utilisé vraisemblablement pour contrôler :

- l'amplitude de ces bus ou il est connecté par la génération/absorption de la puissance réactive.

- le control de flux de puissance par le réglage de l'amplitude et la phase de la tension injectée.

### 1. convertisseur Shunt :

Le convertisseur shunt assure deux opérations de control :

- Control de l'amplitude de la tension au bus d'envoi par la génération ou bien l'absorption de la puissance réactive,
- Fournir ou bien absorbe de la puissance active demandée par le convertisseur série au condensateur (DC link) ; donc il est possible de réaliser la balane de puissance active entre les deux convertisseurs par le control de la tension continue  $V_{DC}$ . Tous excès ou bien déficit en puissance active augmente ou bien baisse la tension continue.

Le convertisseur shunt (AC/DC) utilise deux contrôleurs (PI) séparés, le premier (PI) control directement la tension du bus (S) a travers l'indice de modulation d'après l'équation suivante [56] :

$$v_{sh} = \frac{1}{2\sqrt{2}} m_{sh} v_{dc} \quad (V.17)$$

Ou :

$m_{sh}$  : L'indice de modulation

$$0 \leq m_{sh} \leq 1.$$

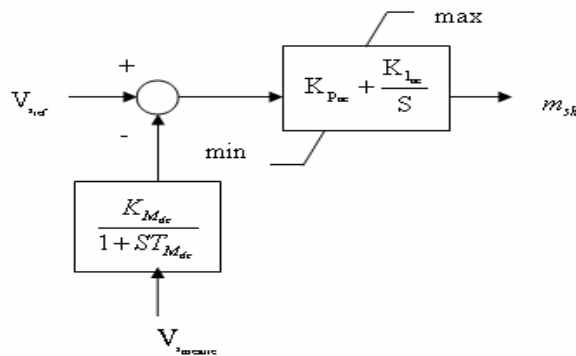


Fig.V.7. Control de base de l'amplitude de la tension envoyée  
Par le convertisseur Shunt.

Le deuxième régulateur (PI) contrôle la tension continue du condensateur en variant directement l'angle ( $\alpha$ ) comme suit :

1. si ( $\alpha < \delta_s$ ) ; la tension produite par le convertisseur shunt est en arrière par rapport a la tension du bus d'envoi (S) et par conséquent le condensateur **charge**.
2. si ( $\alpha > \delta_s$ ) ; la tension du convertisseur est en avance par rapport a la tension du bus d'envoi (S) et par conséquent le condensateur **décharge**.

Les limites de l'angle ( $\alpha$ ) représente les limites de transfert de puissance active, théoriquement ;  $-90^\circ \leq \alpha < 90^\circ$ . Mais pratiquement les limites choisie pour un control effective est :  $-25^\circ \leq \alpha < 25^\circ$  [57].

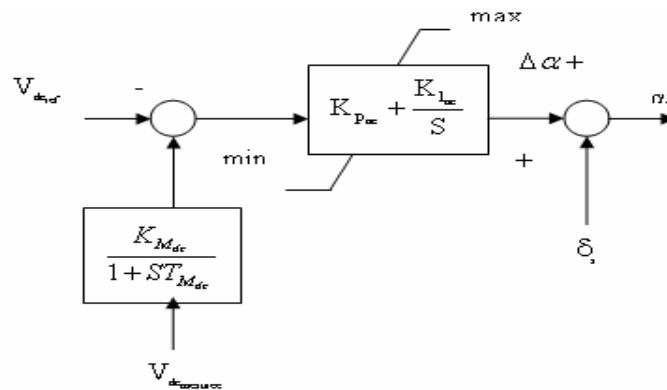


Fig.V.8. Control de base de l'angle ( $\alpha$ ) de la tension produite Par le convertisseur Shunt.

## 2. convertisseur Série :

Deux différentes schémas de control pour le convertisseur série :

- **Control de tension et de la puissance :**

Le premier schémas de control est proposé dans [56] est présenté sur la figure (V.9&V.10) ; Ce schéma montre le control automatique du flux de puissance pour le convertisseur série, la tension de sortie du convertisseur est variable pour le control de la puissance active proposé (origine) dans la ligne et le control de la tension au bus de réception (R).



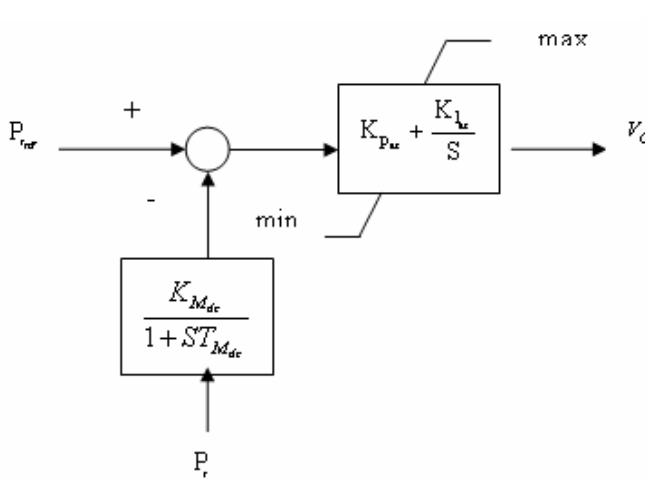


Fig.V.9. Control de base de la Puissance active par convertisseur Série.

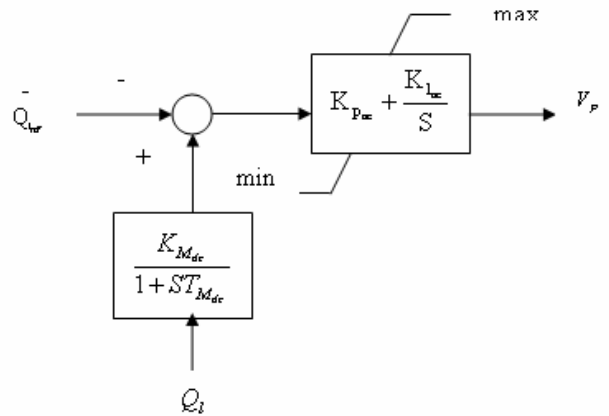


Fig.V.10. Control de base de la Puissance réactive par convertisseur Série.

• **Control de la puissance active et réactive en décomposition (d-q)**

Le deuxième schéma de control proposé dans [58] ; pour la décomposition du signal en (d-q).

Tous les valeurs de control mesurées seront transformée en (p. u.) tels que :

$$V_r, V_s, V_{dc} \text{ et } I_{\text{ligne}}$$

Le convertisseur série contrôle le flux de puissance par le contrôle de la tension série injectée en contrôlons les deux sortie ; l'indice de modulation ( $m_{se}$ ) et l'angle ( $\beta$ ).

**V.5. Interface UPFC / Réseau**

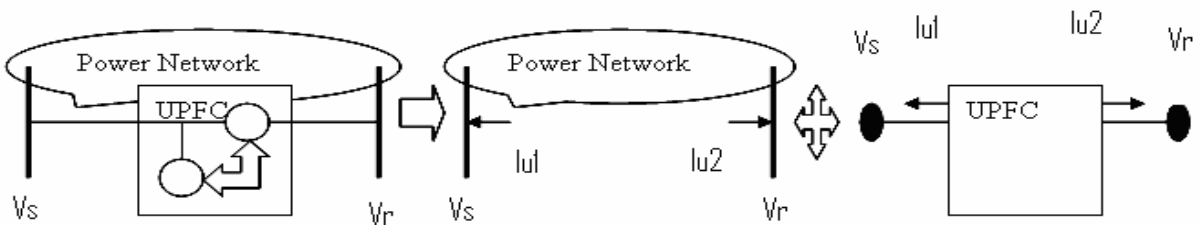


Fig.V.11. Interface UPFC/Réseau [59].

Dans le calcul de l'interface nous supposons que la matrice d'admittance a été réduite à un générateur interne avec UPFC. L' équation de la matrice d'impédance reduite prend la forme:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{GG} & \mathbf{Y}_{GU} \\ \mathbf{Y}_{UG} & \mathbf{Y}_{UU} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{E}}_G \\ \dot{\mathbf{V}}_U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{I}}_G \\ \dot{\mathbf{I}}_U \end{bmatrix} \quad (\text{V.20})$$

Ou:

$\dot{\mathbf{E}}_G$  : Générateur interne de tension.

$\dot{\mathbf{V}}_U = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{V}}_s, \dot{\mathbf{V}}_R \end{bmatrix}$  : Jeux de Barres d'envoi et de reception de l' UPFC.

$\dot{\mathbf{I}}_G$  : Générateur de courant.

$\dot{\mathbf{I}}_U = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{I}}_{U1}, \dot{\mathbf{I}}_{U2} \end{bmatrix}$  : Courants injectés par l'UPFC.

Les courants injectés par l' U P FC pour le réseau sont exprimés par:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{I}}_{U1} &= -\frac{\mathbf{n}_1 \dot{\mathbf{V}}_s - \dot{\mathbf{V}}_1}{j\mathbf{X}_{t1}} \mathbf{n}_1 - \frac{\dot{\mathbf{V}}_s + \dot{\mathbf{V}}_{pq} - \dot{\mathbf{V}}_R}{j\mathbf{X}_{t2}} \\ \dot{\mathbf{I}}_{U2} &= \frac{\dot{\mathbf{V}}_s + \dot{\mathbf{V}}_{pq} - \dot{\mathbf{V}}_R}{j\mathbf{X}_{t2}} \end{aligned} \quad (\text{V.21})$$

Substituant l'équation (5.22) dans l'équation (5.21) nous obtenons :

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{I}}_{1G} + \dot{\mathbf{I}}_{2G} + \left( \mathbf{Y}_{SS} + \mathbf{Y}_{RS} + \frac{\mathbf{n}_1^2}{j\mathbf{X}_{t1}} \right) \dot{\mathbf{V}}_s + (\mathbf{Y}_{SR} + \mathbf{Y}_{RR}) \dot{\mathbf{V}}_R \\ = \frac{\mathbf{n}_1}{j\mathbf{X}_{t1}} \dot{\mathbf{V}}_1 \\ \dot{\mathbf{I}}_{2G} + \left( \mathbf{Y}_{RS} - \frac{1}{j\mathbf{X}_{t2}} \right) \dot{\mathbf{V}}_s + \left( \mathbf{Y}_{RR} + \frac{1}{j\mathbf{X}_{t2}} \right) \dot{\mathbf{V}}_R = \frac{1}{j\mathbf{X}_{t2}} \dot{\mathbf{V}}_{pq} \end{aligned} \quad (\text{V.22})$$

Ou :

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{SS} & \mathbf{Y}_{SR} \\ \mathbf{Y}_{RS} & \mathbf{Y}_{RR} \end{bmatrix} = \mathbf{Y}_{UU}$$

et

$$\begin{bmatrix} \dot{\mathbf{I}}_{1G} \\ \dot{\mathbf{I}}_{2G} \end{bmatrix} = \mathbf{Y}_{UG} \dot{\mathbf{E}}_G$$

Si nous définissons une matrice constante :

$$\mathbf{Y}_{UU} = \begin{bmatrix} \left( \mathbf{Y}_{SS} + \mathbf{Y}_{RS} + \frac{\mathbf{n}_1^2}{\mathbf{j}\mathbf{x}_{t1}} \right) & \left( \mathbf{Y}_{SR} + \mathbf{Y}_{RR} \right) \\ \left( \mathbf{Y}_{RS} - \frac{1}{\mathbf{j}\mathbf{x}_{t2}} \right) & \left( \mathbf{Y}_{RR} + \frac{1}{\mathbf{j}\mathbf{x}_{t2}} \right) \end{bmatrix} \quad (\text{V.23})$$

et le vecteur de courant fictif:

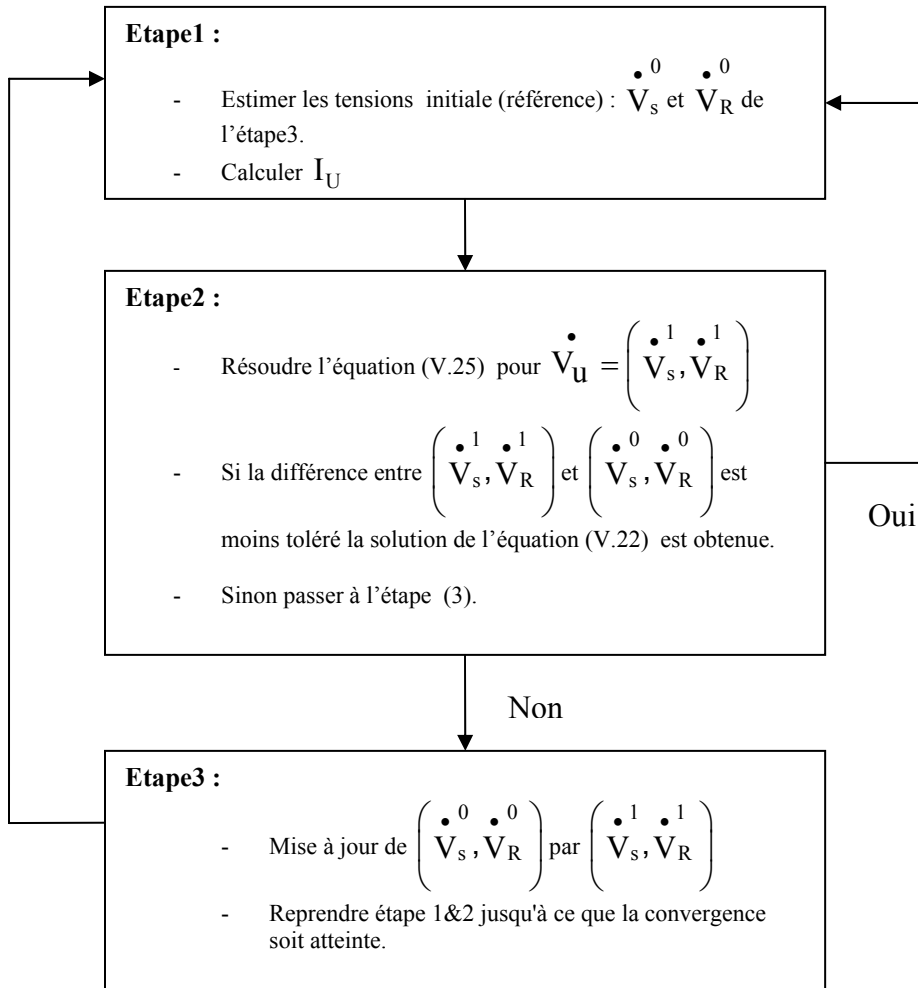
$$\mathbf{I}_U = \begin{bmatrix} \frac{\mathbf{n}_1}{\mathbf{j}\mathbf{x}_{t1}} \dot{\mathbf{V}}_1 - \left( \dot{\mathbf{I}}_{1G} + \dot{\mathbf{I}}_{2G} \right) \\ \frac{1}{\mathbf{j}\mathbf{x}_{t2}} \dot{\mathbf{V}}_{pq} - \dot{\mathbf{I}}_{2G} \end{bmatrix} \quad (\text{V.24})$$

Nous obtenons :

$$\mathbf{Y}_{UU} \mathbf{V}_U = \mathbf{I}_U \quad (\text{V.25})$$

Les equations (V.23) jusqu'au (V.25) sont utilisées pour les iteration d'interface de l' UPFC avec le réseau.

### V.5. 1. Algorithme



D'après l'algorithme il est bien clair que :

- Etape 1 : correspond à l'estimation des tensions de référence des jeux de barres de l'UPFC.
- Etape 2 : correspond aux effets de l'UPFC dans le réseau par ses courants injectés.

Par ces itérations il n'y a aucun besoin de récrire le programme entier. L'analyse de la stabilité peut être réalisée tout simplement en insérant juste quelques nouveaux sous-programmes dans le logiciel existant. Cette interface peut aussi être étendue et usagé pour les autres éléments FACTS.

### V.5. 2. Réseau étudié:

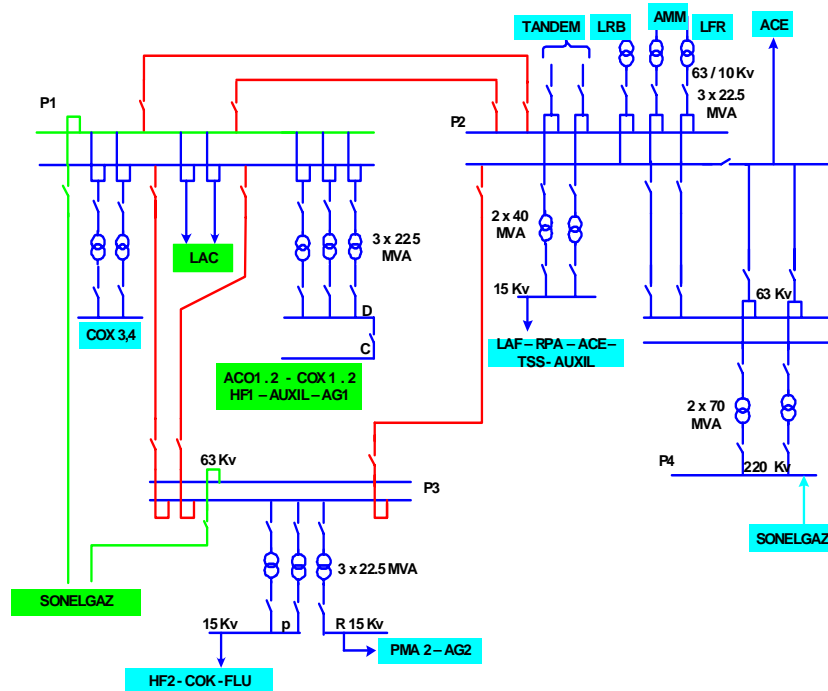


Figure. V.12. Réseau du complexe ArcelorMittal Annaba.

La topologie globale du réseau 225kV/63kV/5.5kV inclut :

- le Poste n°1 63kV (NORD)
- le Poste n°2 63kV (EST)
- le Poste n°3 63kV (OUEST)
- le Poste n°4 225kV/63kV (SUD)
- la Centrale Thermique

La modélisation du réseau est faite de la manière suivante :

- Arrivée ligne 225kV et 63kV : prise en compte des puissances de court-circuit phase et terre minimale et maximale fournies par SONEGGAZ.
- Centrale Thermique : l'alternateur avec ses caractéristiques électriques nominales.

- Groupes diesels identiques de 2MVA : L'alternateur avec ses caractéristiques électriques nominales
- Tableaux 63kV, 15kV et 5.5kV : les longueurs et les impédances des liaisons (lignes et câbles), les caractéristiques des transformateurs de puissance, les caractéristiques des moteurs 5.5kV.
- Charges installées :
  - o une charge statique globale représentant l'ensemble des charges statiques installées en aval de l'arrivée TGBT (représentation sous la forme :  $P + JQ$ ).
  - o une charge motrice globale représentant l'ensemble des moteurs basse tension installés, en tenant compte notamment du courant de démarrage et du temps de démarrage de tous ces moteurs.

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

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de convertisseurs utilisés en vue d'améliorer la qualité de l'énergie dans les réseaux électriques : convertisseurs shunt, série et universelle.

La commande des ces derniers se distingue par :

- Une commande externe : à partir de l'état des grandeurs commandées (Tension&Courant), calcule la quantité d'énergie à échanger avec le réseau pour arriver à un état souhaité.
- Une commande interne : les informations requises de l'extérieur seront envoyées aux boucles internes en forme de consigne (de tension, courant, angle d'amorçage etc.).

L'interfaçage des convertisseurs avec le réseau a été aussi développé afin d'aider ces derniers a :

- **à détecter** : comparaison entre les paramètres de mesures avec les références.
- **corriger** : la commande rapprochée se chargera de déterminer les angles d'amorçage et l'état des différents interrupteurs pour l'obtenir et assurer la bonne qualité de l'énergie au sein des réseaux (tension et courant de référence).

L'incorporation du compensateur UPFC dans le réseau industriel 225KV/63KV/15KV/5.5KV vient pour clore le chapitre. Nous avons modélisé le système (réseau+compensateur), les résultats de simulation par MATLAB seront présenté dans le chapitre suivant.

Chapitre VI :  
Résultats de Simulation



## VI.1. Résultats de simulation

### VI.1.1. Défaut simulé (court-circuit sans compensation) :

Le défaut suivant considéré comme majeur et le plus contraignant du point de vue stabilité du réseau :

- Court-circuit franc sur le réseau 15 kV alimentant l'aciérie électrique (source de perturbations majeurs au sein du réseau (four à arc).

### VI.1.2. Grandeurs observées :

En vue d'analyser l'impact du court-circuit ainsi que sa propagation au sein du réseau, plusieurs grandeurs seront observées :

1. Tension sur les jeux de barres :
  - Jeu de barre 63KV (Y du poste N°1).
  - Jeu de barre 63KV (X du poste N°3).
2. Fréquences :
  - Jeu de barre 63KV (Y du poste N°1).
  - Jeu de barre 63KV (X du poste N°3).
3. Puissances active et réactive.

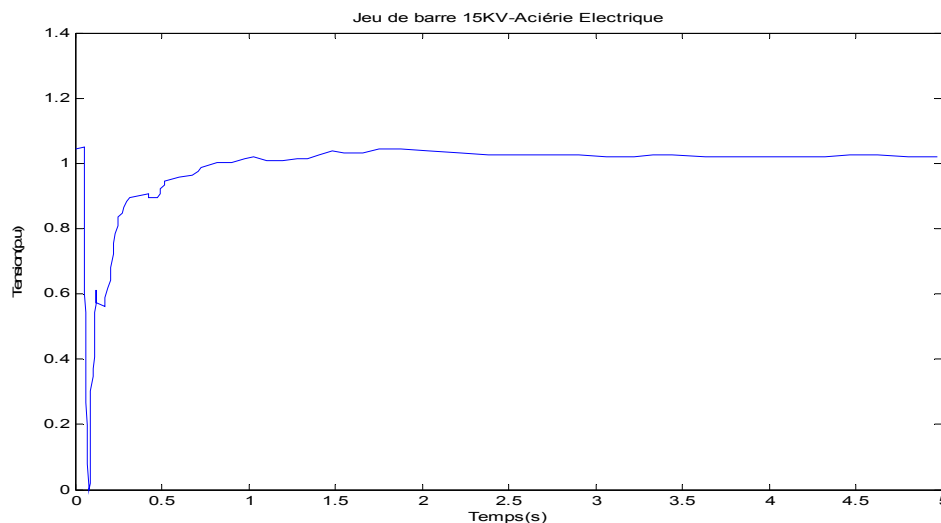


Figure VI.1. Tension Jeu de barre 15KV

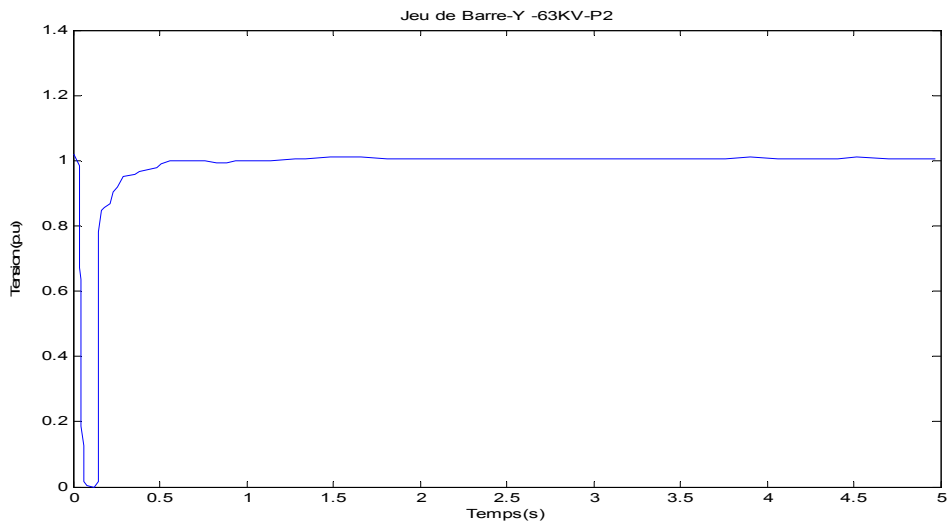


Figure VI.2. Tension Jeu de barre Y-63KV (PN°2)

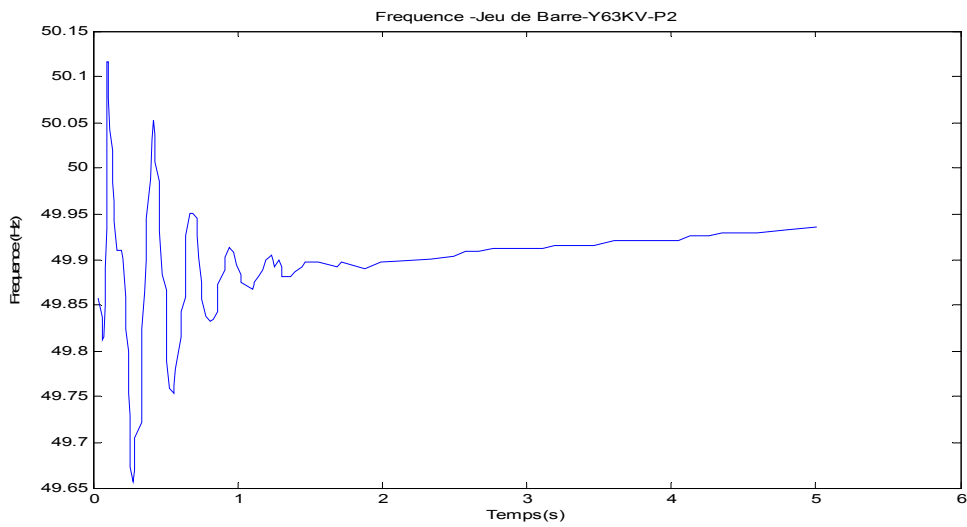


Figure VI.3. Fréquence Jeu de barre Y-63KV (PN°2)

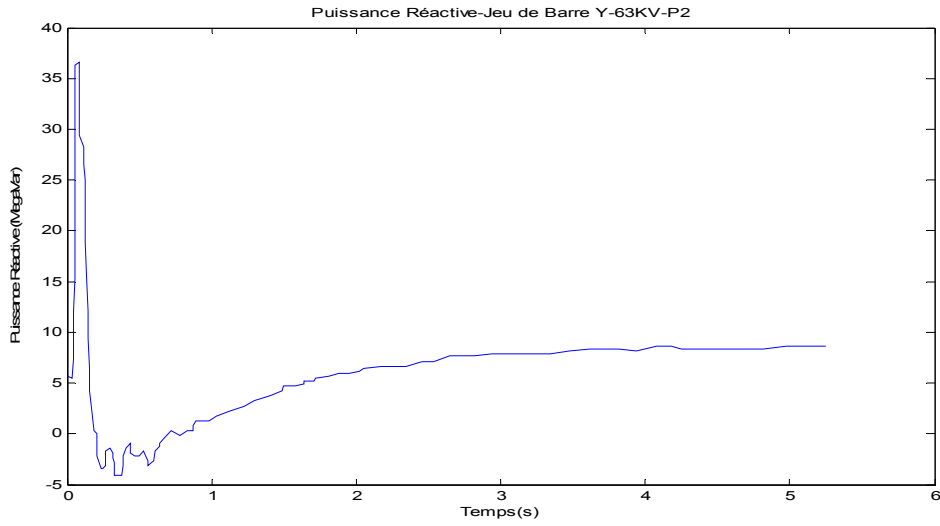


Figure VI.4. Puissance réactive Jeu de barre Y-63KV (PN°2)

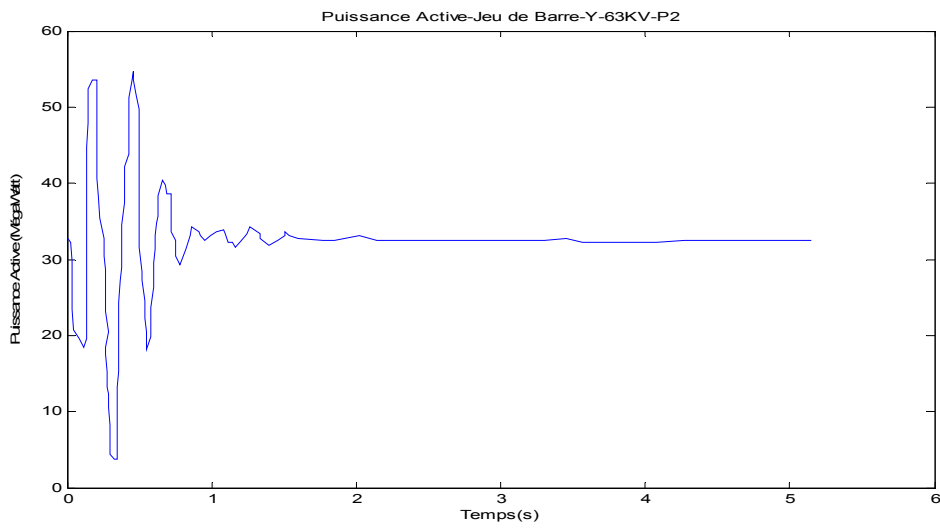


Figure VI.5. Puissance active Jeu de barre Y-63KV (PN°2)

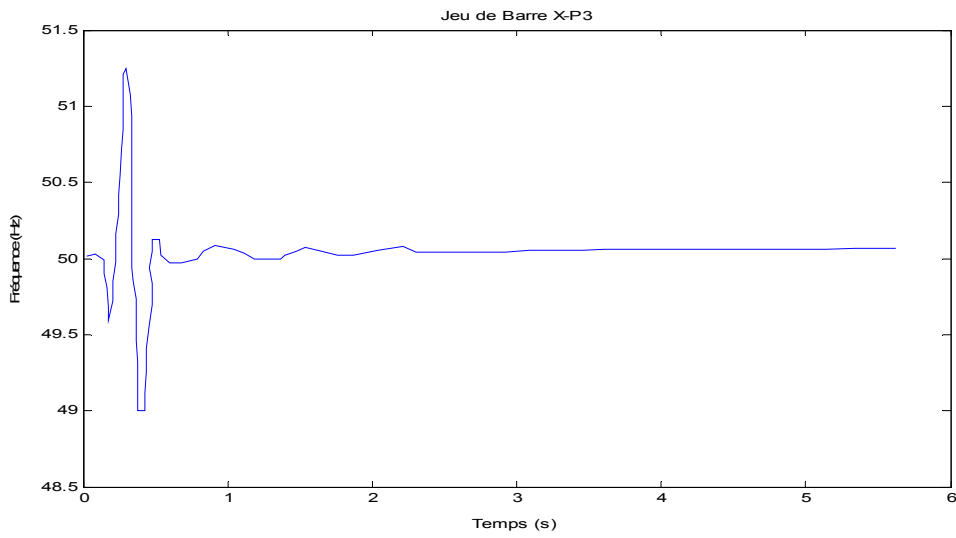


Figure VI.6. Fréquence Jeu de barre X-63KV (PN°3).

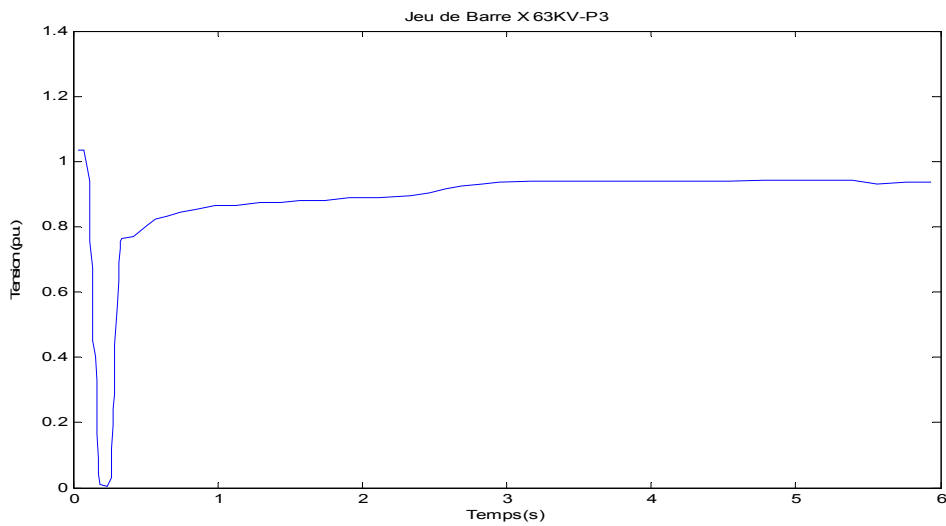


Figure VI.7. Tension Jeu de barre X-63KV (PN°3).

### VI.1.3. Résultats de simulation :

On observe en effet :

- Fortes fluctuations de la fréquence (jusqu'à 49 Hz et 51 Hz) durant les premiers instants du défaut.
- Fortes fluctuations de la puissance active.
- Fortes demande de la puissance réactive durant les premiers instants du défaut.
- Fortes fluctuations de la tension durant les premiers instants du défaut.
- Propagation de fluctuations allant du jeu de barre de 15KV vers le jeu de barre principal de 63 KV du poste source N°1 et allant même vers le poste source voisin P3 63KV (réseau bouclé).

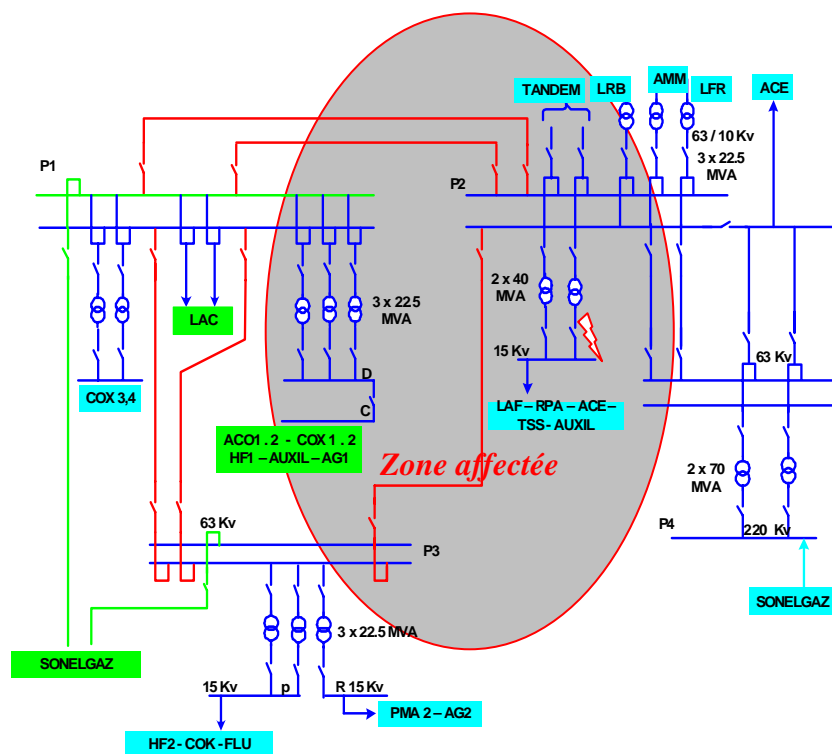


Figure VI.8. Propagation Fluctuations.

## VI.2. Stabilité Transitoire

En vue de vérifier le synchronisme des machines synchrones, plusieurs grandeurs seront observées :

- L'angle du rotor.
- La tension aux bornes de la machine.
- La puissance active électrique de la machine.
- La puissance mécanique de la machine.
- La vitesse de rotation de la machine.

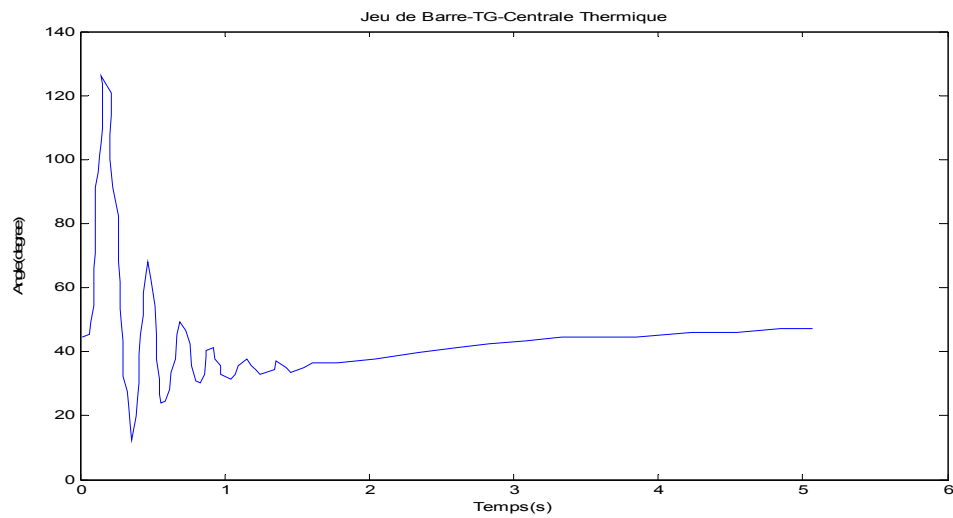


Figure VI.9. Angle du rotor.

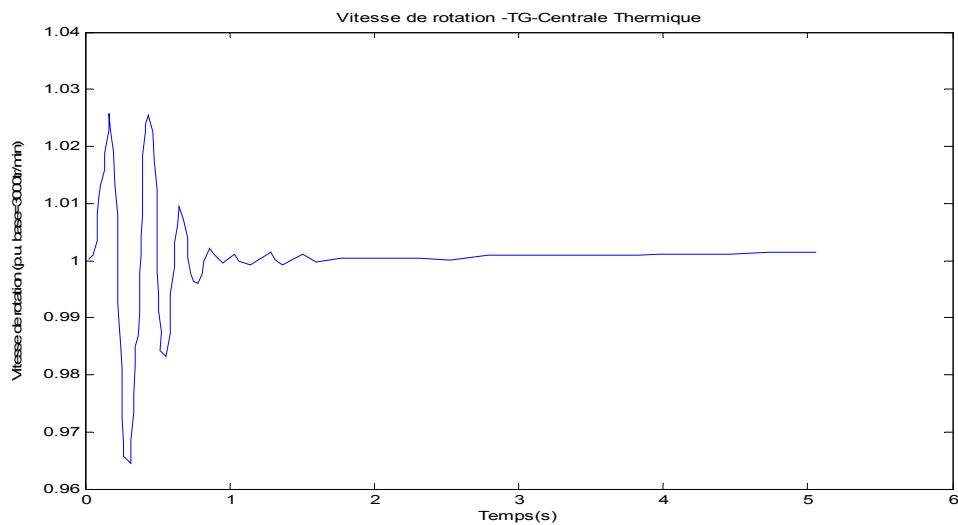


Figure VI.10. Vitesse de rotation de la machine.

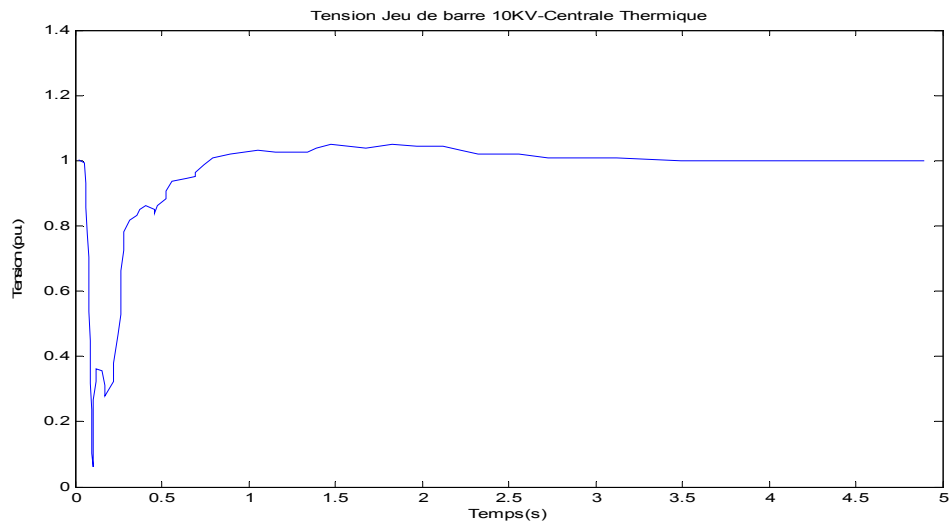


Figure VI.11 Tension au borne de la machine.

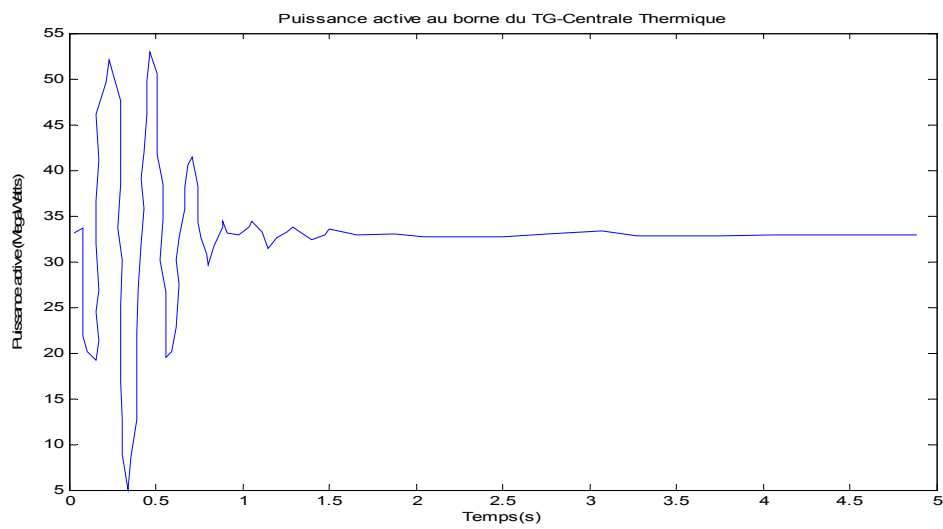


Figure VI.12. Puissance active au borne de la machine.

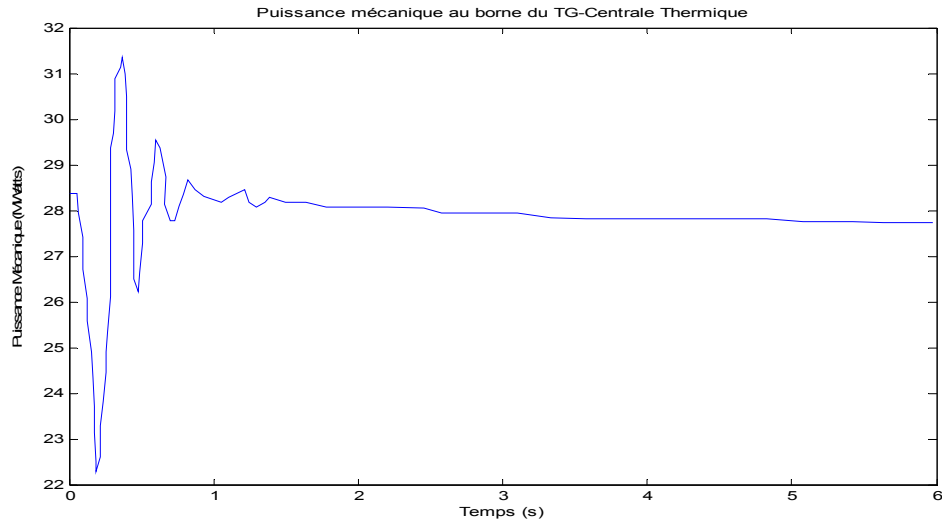


Figure VI.13. Puissance mécanique au borne de la machine.

### VI.2.1. Résultats de simulation :

On observe des fluctuations de :

- Vitesse de rotation de la machine.
- Angle du rotor.
- Puissance active et mécanique de la machine.
- Chute de tension au borne de la génératrice.

Celles-ci peuvent entraîner à la fois des risques non négligeables de pertes d'exploitation, mais également des risques importants d'endommagement notamment au niveau des arbres des machines tournantes (Turbo-Générateur de la centrale Thermique).



### VI.3. Essais de Court Circuit (avec compensation) :

La simulation Passe tout d'abord par le choix des références :

- Les tensions dans les bus S, Y, Y' :  $V=1$  p.u.
- Les puissance dans le bus 4 (four a arc ACE) :  $P=0.8$  p.u.  $Q=0.6$  p.u.

A l'instant  $t=2$  s, nous avons changé les références de puissance au bus 04 pour qu'elles deviennent :  $P=0.2$  p.u et  $Q=1.2$  p.u.

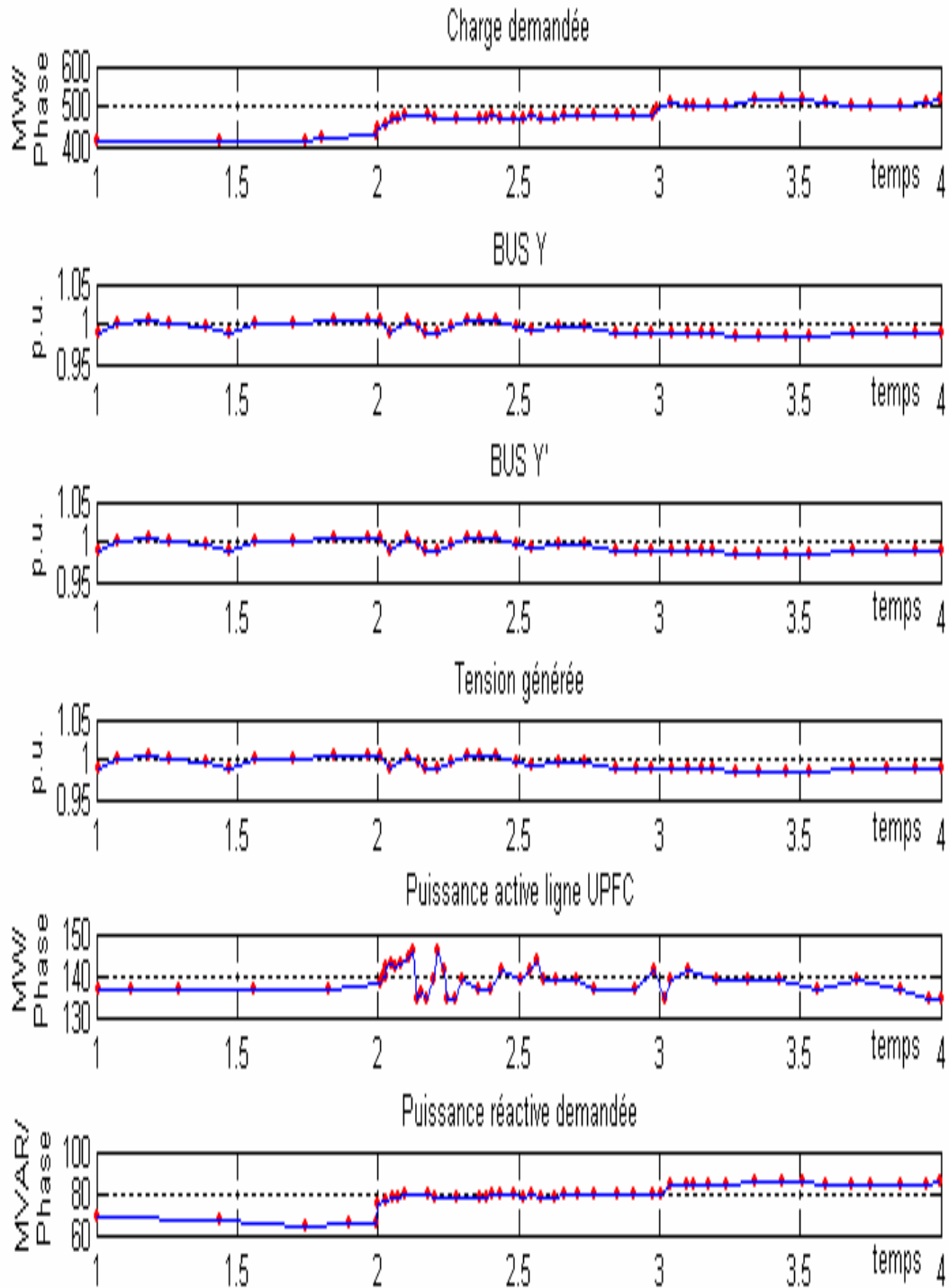
Ensuite, à l'instant  $t=5$  s nous avons remis les références initiales.

La figure VI.14, montre les variations de :

- La charge demandée.
- La tension au bus Y (poste 63 N°2).
- La tension au bus Y' (poste 63 N°2).
- La tension générée par SONALGAZ ; bus S.
- La puissance active dans la ligne UPFC.
- La puissance réactive demandée.

La figure VI.15., montre les variations de :

- la tension aux bornes du condensateur.
- L'angle alpha du convertisseur Shunt.
- L'angle beta du convertisseur Série.
- La tension injectée par la partie série.
- l'indice de modulation shunt  $m_{sh}$ .
- l'indice de modulation série  $m_{se}$ .



FigVI.14. Résultats de simulations du contrôle de variation de la charge Par UPFC.

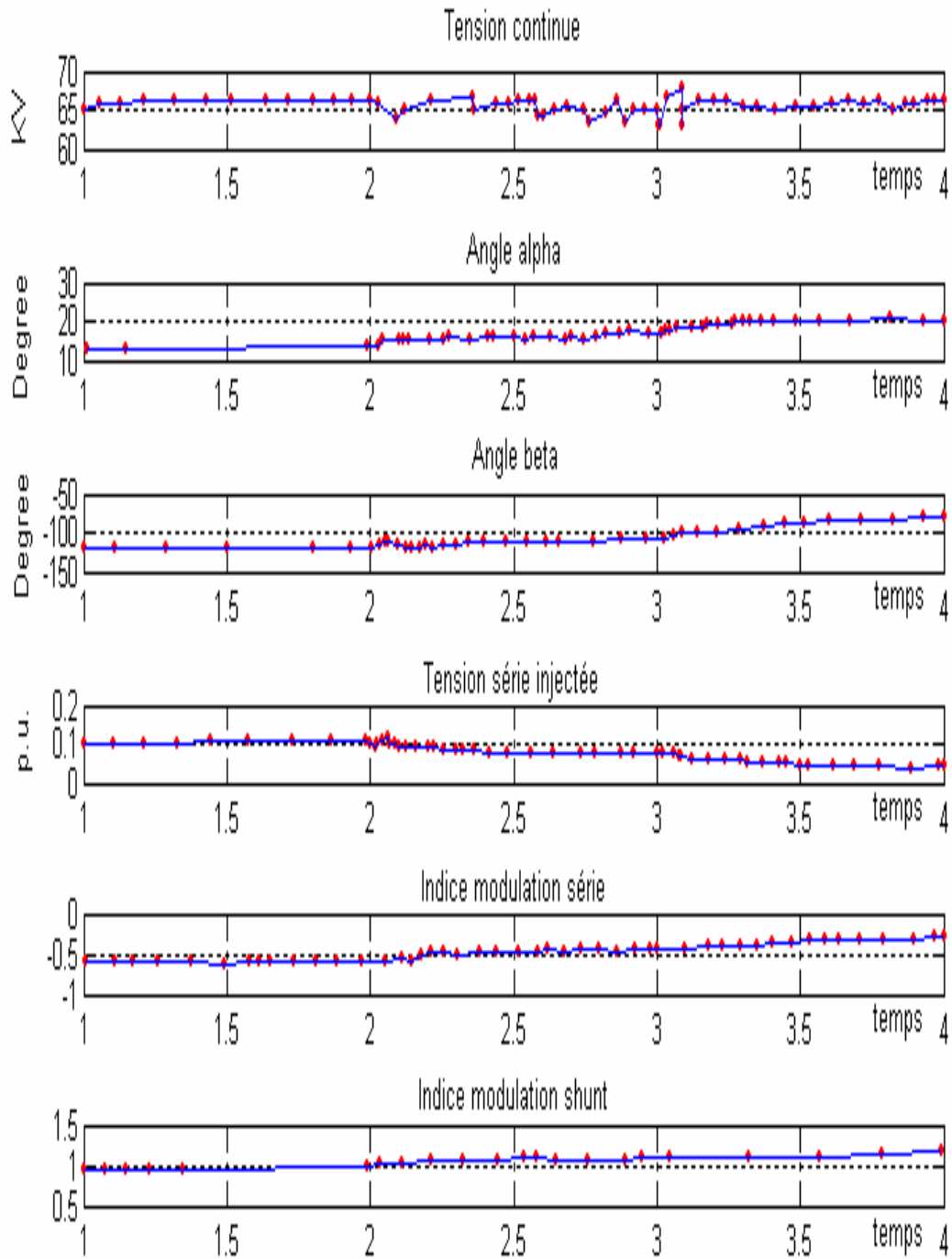


Fig. VI.15. Résultats de simulations du contrôle de variation de la charge Par UPFC

Nous remarquons que

- les tension au bus (Y), (Y') et (S) suivent leurs consignes, tension fixe a (1 p.u.) malgré les perturbations au niveau du bus 04 de l'aciérie électrique. Cela valide le bon fonctionnement de l' U P F C.
- La tension aux bornes du condensateur reste constante, grâce au convertisseur Shunt. En effet, la variation de l'angle alpha ainsi que l'indice de modulation shunt ( $m_{sh}$ ) montre que la partie parallèle injecte (ou consomme) de la puissance réactive de manière à ce que la tension du réseau reste constante (tension au bus S).
- La tension au bus (Y') reste constante, grâce au convertisseur série. en effet l'injection d'une tension série, la variation de l'angle beta ainsi que l'indice de modulation série ( $m_{se}$ ) montre que la partie série maintien la puissance active dans la ligne de transmission ainsi que la tension fixe au bus de réception.
- malgré l'augmentation de la puissance réactive, la tension générée par le système reste constante ce qui confirment que les deux convertisseurs (série, shunt), injecte de la puissance réactive dans le système.
- malgré l'augmentation de la charge du système , la tension générée par le système reste constante ce qui confirment que les deux convertisseurs (série, shunt), échange de la puissance active avec le système.

#### **VI.4. Conclusion :**

Les simulations réalisées dans ce travail de recherche nous ont permis de confirmer le modèle que nous avons développé dans les chapitres IV&V.

En analysant bien ces résultats nous constatons que :

- En présence du compensateur universel UPFC incorporé au niveau du jeu de barre Y 63 KV, le réseau reste stable de point de vue tension au niveau du jeu de barre 63 kV de l'arrivée SONELGAZ 225 malgré le court-circuit le plus contraignants qui a est lieu près de la source de production (appliqué au jeu de barre 15KV : bus 04 alimentant l'aciérie électrique).
- Sans compensateur (UPFC), les perturbations provoquées (Courts-circuits qu'on a considérés semblables aux perturbations causées par la mise en marche du four a arc) créent des fluctuations de tension qui se propagent allant du jeu de barre de 15KV

vers le jeu de barre principal de 63 KV du poste source N°1 et allant même vers le poste source voisin P3 63KV.

- L'étude de la stabilité transitoire (sans compensateur installé) nous a montré que des risques importants d'endommagement des arbres des machines tournantes peuvent se manifester suite aux variations de la vitesse de rotation qui peut atteindre des seuils critiques.

## **Conclusion Générale et Recommandations**

## Conclusion Générale et Recommandations

Le travail effectué dans cette thèse a pour objet la gestion de la qualité de l'énergie dans les réseaux électriques.

La libéralisation du marché de l'électricité, la nécessité de garantir l'alimentation en énergie font de la qualité de l'énergie un enjeu de taille. Ce qui oblige tous les acteurs du système électrique (production, transport et distribution) de garantir la qualité du produit fournie.

Les phénomènes observés sont nombreux : creux de tension et coupures, fluctuations rapides et lentes de l'amplitude du fondamentale de la tension (Flicker), variations de la fréquence fondamentale, déséquilibre, harmoniques.....ect.

Les critères de la qualité de l'énergie sont liés directement à l'observation et à la caractérisation des perturbations sur les réseaux électriques. Les techniques et les méthodes permettant de réaliser leur analyse et/ou leur modélisation sont exposées. Une attention particulière est portée aux perturbations les plus gênantes et les plus communément rencontrées, c'est-à-dire les creux de tension, les coupures brèves, les variations de tension et les harmoniques.

L'avantage de ces méthodes est qu'elles fournissent une mesure globale des diverses perturbations triphasées considérées. De plus, on a pu voir qu'elle permet de gagner en rapidité de calcul par rapport aux méthodes classiques.

La surveillance de la QEE (Monitoring) a été longtemps utilisée pour recueillir des données afin de caractériser les performances des réseaux électriques de distribution remédier et/ou de remédier aux déficiences constatées. L'importance des indices de la qualité de l'énergie électrique pour les clients, régulateurs ainsi qu'au compagnies de production et transport.

Cependant, vu l'importance de la qualité, surveiller cette dernière est indispensable afin de tirer des indices qui seront de rapporter d'une manière standard et logique. Par conséquent une classification supplémentaire sera utile.

Au début de notre travail nous nous sommes confrontés à des problèmes : Le monitoring devient une charge importante du point vue technique: placement des appareils de surveillances (PQ Monitors), des mesures collectées sur le long terme, fiabilité des mesures collectées.

.Ce qui a donné lieu à un nouveau champ d'étude pour le travail qui est l'amélioration de la qualité de l'énergie ou l'électronique de puissance a un rôle très important à jouer comme technologie d'amélioration.

Dans ces systèmes on distingue deux types :

- Systèmes basés sur des **convertisseurs statiques** (en pratique, dans la plupart des applications le convertisseur utilisé est l'onduleur de tension).
- systèmes basés sur des **éléments passifs commutés** (EPC) par des interrupteurs électroniques. On classe dans cette famille le gradateur.

Une modélisation de chaque élément (à base de Thyristors ou bien à base d'un onduleur de tension) incorporé dans un réseau a été démontré.

Les systèmes d'EP connectés aux réseaux qui utilisent l'onduleur de Tension comme élément de base connus sous le nom de dispositifs FACTS sont distingués, Les plus connus sont: STATCOM, SSSC, UPFC, et les HVDC-VSC.

La commande des ces derniers se distingue par :

- **Une commande externe** : à partir de l'état des grandeurs commandées (Tension&Courant), on calcule la quantité d'énergie à échanger avec le réseau pour arriver à un état souhaité.
- **Une commande interne** : les informations requises de l'extérieur seront envoyées aux boucles internes en forme de consigne (de tension, courant, angle d'amorçage etc.).

L'interfaçage des convertisseurs avec le réseau a été aussi développé afin d'aider ces derniers à :

- **à détecter** : comparaison entre les paramètres de mesures avec les références.
- **corriger** : la commande rapprochée se chargera de déterminer les angles d'amorçage et l'état des différents interrupteurs pour l'obtenir et assurer la bonne qualité de l'énergie au sein des réseaux (tension et courant de référence).

L'incorporation du compensateur UPFC dans le réseau industriel 25KV/63KV/15KV/5.5KV vient pour clore le travail. La modélisation du système (réseau+compensateur) a été faite, les



résultats de simulations ont été présentés. Le traitement des ces résultats nous a permis de confirmer et valider la technique d'amélioration de la QEE de l'énergie proposée.

Nous envisageons comme alternative pour le monitoring de la qualité de l'énergie dans les réseaux électrique est d'utiliser les outils de prédiction stochastique. Un grand avantage de ces derniers, c'est que la précision requise est obtenue immédiatement.

Cette vision fera l'objet d'un éventuel axe de recherche pour l'HDR.

## **BIBLIOGRAPHIE**

- [1] ALAIN ROBERT (ELIA), 'Qualité de l'électricité dans le marché libéralisé', Séminaire organisé par le professeur Jean-Louis LILIEN, université de LIEGE, 8 décembre 2004.
- [2] P. BORNARD, M. PAVARD, Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement, Techniques de l'ingénieur, mars 1993.
- [3] V. IGNATOVA, Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique/ Application aux Creux de Tension et à la Pollution harmoniques, Thèse de l'institut National Polytechnique de Grenoble, 2006.
- [4] HEYDT, Electric Power Quality: A Tutorial Introduction, IEEE Computer Applications in Power, vol.11, no.1, January 1998, pp.15-19.
- [5] IEEE Std 1159, Recommended Practice for monitoring electric power quality, 1995.
- [6] L. Zhang, Three-phase unbalance of voltage dips, Licentiate thesis, Chalmers University of Technology, Dept Electric Power Engineering, Gothenburg, Sweden, November 1999.
- [7] B. Metz-Noblat, F. Dumas, C. Poulain, Calcul des courants de court-circuit, Cahier Technique de Schneider Electric no.158, Septembre 2005.
- [8] P. Lim, D. Dorr, Understanding and resolving voltage sag related problems for sensitive load industrial customers, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000, pp 2886–2890.
- [9] R. Leborgne, G. Olguin, M. Bollen, The influence of pq-monitor connection on voltage dip measurement, IEE - MedPower, Cyprus, November 2004.
- [10] M. Didden, E. de Jaeger, W. D'haeseleer, R. Belmans, How to connect a voltage sag-measuring device: phase to phase or phase to neutral?, IEEE Transactions on power delivery, Vol.20, No. 2, April 2005, pp.1174-1181.
- [11] M. Bollen, Understanding Power Quality Problems. Voltage Sags and Interruptions, Wiley-IEEE Press, 1999.
- [12] O. CRACIUN, Qualité de l'énergie dans les réseaux électriques triphasés-aspects monitoring- Master EEATS-INPG/UGF Grenoble, juillet 2007.
- [13] Roger Ott, « Qualité de la tension – Creux et coupures brèves », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D 4 262.
- [14] F. Gustafsson, Adaptive Filtering and Change Detection Algorithm. John Wiley and Sons Ltd., 2000.
- [15] M. Basseville, Detecting Changes in Signals and Systems – A Survey, Automatica, vol.24, no.3, 1988, pp.309-326.
- [16] M. Basseville, I. Nikiforov, Detection of Abrupt Changes. - Theory and Application, Prentice-Hall, April 1993.
- [17] H. Laurent, C. Doncarli. Stationarity index for abrupt changes detection in the time-frequency plane. IEEE Signal Processing letters, vol.5(2), 1998, pp.43-45.
- [18] M. Bollen, L. Zhang, Different methods for classification of three-phase unbalanced voltage dips due to faults, Electric power systems research, vol.66, no.1, July 2003, pp.59-69.
- [19] L. Zhang, M. Bollen, A method for characterizing unbalanced voltage dips (sags) with symmetrical components, IEEE Power Engineering Letters, July 1998.
- [20] A. Dettloff, D. Sabin, F. Goodman, Power Quality Performance as a component for Special Manufacturing Contracts between Power Provider and Customer, Proceedings of the "Power Systems World '99" pp.283-291.
- [21] R. Thallam, G. Heydt, Power acceptability and voltage sag indices in the three phase sense, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol.2, July 2000, pp.905-

910.

- [22] L. Cohen, *Time-frequency distributions-a review*, Proceedings of the IEEE, vol.77, Issue 7, July 1989, pp.941 – 981.
- [23] P. Flandrin, *Temps-fréquence*, Hermès, Paris, 1993.
- [24] G. Saporta, *Probabilités, Analyse des données et Statistique*, Technip 1990.
- [25] P. Pillay, M. Manyase, *Definitions of voltage unbalance*, IEEE Power Engineering Review, vol. 5, May 2001, pp.50-51.
- [26] McEachern, A. (2001). Roles of Intelligent Systems in Power Quality Monitoring, Past, Present, and Future. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2001, Vancouver, Canada.
- [27] Bollen, M. H., Beaulieu, G., Malgarotti, S., & Ball, R. (2002). Power Quality indices and objectives. Ongoing activities in CIGRE WG 36-07. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2, 789-794.
- [28] En 50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems. (1999). : CENELEC, Brussels, Belgium.
- [29] IEC 61000-3-6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems. (1998). : IEC, Geneva, Switzerland.
- [30] IEC 61000-4-7: General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation for power supply systems and equipment connected thereto. (2002). : IEC, Geneva, Switzerland.
- [31] IEC 61000-4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurements methods. (2003). : IEC, Geneva, Switzerland.
- [32] Arrillaga, J. Bradley D A and Bodger, P S, (1985) Power System Harmonics, John Wiley&sons.
- [33] J. F. G. Cobben, Power Quality Implications at the Point of Connection, Thèse de doctorat – université Eindhoven Netherlands, 12 juni 2007.
- [34] S. Haddad, Compensation de l'énergie reactive par convertisseurs statique, mémoire Magister, Université Annaba, juillet 2006.
- [35] J. Arrillag, N.R. Watson, S.chen, Power System Quality Assessment, John Wiley, 2000.
- [36] Brooks, D L, Dugan, R C, Waclawaik, M and Sundaram, S, (1997). Indices for assessment utility distribution system r.m.s variation performance IEEE transactions, PE-920-PWRD-1-04.
- [37] I. Exteberria-Otadui, Sur les systèmes de l'électronique de puissance dédiés à la distribution électrique – application à la qualité de l'énergie, thèse de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 2003.
- [38] IEEE STD 519-1992, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. – IEEE 519 working Group. 1992.
- [39] IEEE Voltage Sag Indices – Draft 2. Working document for IEEE P1564 November 2001.
- 40] Bollen, M. H. J. “Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions”. IEEE Press Series on Power Engineering, 2000.
- [41] CEI 61000-1-1, Electromagnetic Compatibility (EMC), Part 1: General, Section 1: Application and Interpretation of Fundamental Definitions and Terms. 2001.
- [42] CENELEC, EN 50160. Caractéristiques des tensions sur les réseaux publics de distribution d'électricité. 2001.

- [43] CEI 61000-2-8, Voltage Dips and Short Interruptions on Public Electric Power Supply Systems with Statistical Measurement Results. Novembre 2000.
- [44] Davenport, F. W. T. "Voltage Dips and Short Interruptions in Medium Voltage Public Electricity Supply Systems," UNIPeDE/DISDIP Report, 1990.
- [45] Sabin, D. D. "Statistical Analysis of Voltage Dips and Interruptions– Final Results from the EPRI Distribution System Power Quality Monitoring Survey". CIRED June 1999.
- [46] T.J.E. Miller, Reactive Power control in Electric systems, John Wiley&sons,1982
- [47] E. Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-perez and César Angeles-Camacho, FACTS: Modelling and simulation in power Networks, John Wiley&sons, Ltd 2004.
- [48] N G. Hingorani, and Gyugui, Understanding FACTS concepts and technology of flexible AC transmission systems, IEEE, New york 2000.
- [49] N.Mohn, T M. Undeland, W P. Robbins, Power Electronics: Converter Applications and design, 2<sup>nd</sup> edn, John Wiley&sons, Chichester 1995.
- [50] N G. Hingorani, High Power Electronics and Flexible AC transmission systems, IEEE Power Engineering Review , july 1998.
- [51] Labrique, F., Segulier, G. and Bausière. "Les convertisseurs de l'électronique de puissance : 4. La conversion continu – alternatif". 2ème édition. Technique & documentation Lavoisier, 1995.
- [52] Mohan, N., Undeland, T. and Robbins, W.P. "Power Electronics : Converters, Applications and Design". Second Edition. John Wiley & Sons, Inc. ISBN 0-471-58408-8. 1995.
- [53] Z. Huang, Y. Ni, C. Shen, F.F. Wu, S. Chen, and B. Zhang, "Application of Unified Power Flow Controller in Interconnected Power Systems-Modelling, Interfacing, Control Strategy and Case Study," in IEEE transaction on power system, vol 15, May 2000, pp. 817-824.
- [54] Y. Ni, Z. Hang, S. Chen, and B. Zhang, "Incorporating UPFC model into power system toolbox of the Matlab for transient stability study," in IEEE, 1998, pp.50-509.
- [55] J. F. Keri, "Unified Power Flow Controller (UPFC): Modeling and analysis." IEEE. Trans. Power Delivery, vol. 14. pp.648-654, apr. 1990.
- [56] J. BIAN, D.G RAMEY, R.J NELSON AND A.EDRIS,'A Study state of Equipement Sizes and constraints for a Unified Power Flow Controller' IEEE Trans. Power delivrey.vol12.N°3.pp.1385-1391,july 1997.
- [57] UZUNOVIC, E., CANIZARES, CA REEVE, 'Fundamental Frequency Model of Unified Power Flow Controller', North American Power Symposium, NAPS, Cleveland, Ohio, October 1998.
- [58] L.PAPIC, P.ZUNKO, D.POVH,'Basic Control of Unified Power Flow Controller',IEEE Trans.Power Systems, vol12,N°4,pp.1734-1739,Nov.1997.
- [59] S.HADDAD, The use of Facts devices in disturbed power system-Modelling, Interface, and case study, IJCEE-IACSIT vol1N°1, Avril 2009.
-

## Séminaires&Publications

---

**1. Publication Internationale :**

“S.HADDAD, **The use of Facts devices in disturbed power system-Modelling, Interface, and case study**, IJCEE-IACSIT vol11N°1,Avril 2009.www.IJCEE.org.”

**2. 1èr Séminaire national sur la Maintenance et la sécurité industrielle, Mars 2007 Skikda:**

« Amélioration de la stabilité du réseau HT/MT du complexe Mittal Steel Annaba Par l’incorporation d’un UPFC. »

**3. International conference on Electrical Engineering Design and Technologies ICEEDT’07 in HAMMAMET Tunisia november 07:**

“Dynamic control of unified power flow controller for stabilizing an electrical network”.

**4. Méthodes et Outils d’Aide à la Décision MOAD’2007 18-20 Novembre 2007 Université de Bejaia Algérie :**

“Mathematical Model of Unified Power Flow Controller Installed in Electrical Network.”

**5. Semaine de l’énergie en Algérie SEA4 : Journées Scientifiques et Techniques Jst8 18-19 Nov.2008 Hilton hôtel Alger :**

« Compensation Strategy for Power System’s Stability Performance, Assisted by the Unified Power Flow Controller (UPFC) »

**6. Séminaire international sur la Maintenance et la sécurité industrielle, 9&10/05 2009 Skikda:**

« Évaluation de la stabilité transitoire du réseau MT El-Hadjar sous l’influence d’un court circuit triphasé. »

**7. Séminaire international sur les mines au service du développement durable 09&10/12 /09Tébessa :**

« Apport de l’étude de stabilité transitoire pour un bon choix de sélectivité dans les réseaux industriels »

**8. Projet de recherche : membre Projet de recherche N° J0201120080041 2009-2012, Intitulé : Contribution à l’amélioration de la qualité d’énergie dans un réseau électrique (projet reconduit pour 2011).**

## **Annexe**

## **Annexe 1 : Données réseau AMA**

### **1. Poste n°1 63kV (NORD) :**

- 1 arrivée 63kV ligne aérienne SONELGAZ.
- 2 liaisons vers le Poste n°2 63kV EST.
- 2 liaisons vers le Poste n°3 63kV OUEST.
- 1 disjoncteur de couplage barres.
- 5 départs transformateurs 63kV/15kV (2x40MVA et 3x22.5MVA).
- 2 départs 63kV vers le Poste « Laminoir à Chaud ».

### **2. Poste n°2 63kV (EST) :**

- 4 arrivées 63kV du Poste 225kV/63kV (dont une arrivée non représentée sur le schéma unifilaire).
- 2 liaisons vers le Poste n°1 63kV NORD.
- 1 liaison vers le Poste n°3 63kV OUEST.
- 1 disjoncteur de couplage barres.
- 2 départs transformateurs 63kV/15kV (2x40MVA).
- 1 départ transformateur 63kV/15kV - 24MVA pour un compensateur synchrone.
- 2 départs transformateurs 63kV/0.4kV - 29MVA vers le Poste « Acierie Electrique».
- 2 départs 63kV vers le Poste « LAF ».
- 3 départs 63kV vers le Poste « LFR – Poste n°22 » - 22.5MVA 63kV/10kV.

### **3. Poste n°3 63kV (OUEST) :**

- 1 arrivée 63kV ligne aérienne SONELGAZ.
- 2 liaisons vers le Poste n°1 63kV NORD.
- 1 liaison vers le Poste n°2 63kV EST.
- 1 disjoncteur de couplage barres.
- 3 départs transformateurs 63kV/15kV (3x22.5MVA).

### **4. Poste n°4 225kV/63kV (SUD) :**

- 2 arrivées 225kV ligne aérienne SONELGAZ (Poste Skikda sans disjoncteur d'arrivée et Poste EDH avec disjoncteur d'arrivée).
- 1 disjoncteur de couplage barres 225kV.
- 2 départs transformateurs 225kV/63kV (2x70MVA *qui devront être modifiés à priori en 2x120MVA*) plus un troisième transformateur 225kV/63kV – 70MVA repris de l'existant.
- 2 arrivées 63kV transformateurs 225kV/63kV.
- 1 disjoncteur de couplage barres 63kV.
- 4 liaisons 63kV vers les Poste 63kV n°2 (EST) (dont une liaison non représentée sur le schéma unifilaire).



## **5. Centrale Thermique :**

- 2 TG (et non 3 comme représenté sur les schémas unifilaires) : TG2 et TG3 identiques de 31.5MVA chacun.

### **Côté 15kV :**

- 2 disjoncteurs de couplage 15kV faisant la liaison entre 3 jeux de barres 15kV : Ta, Tb et Tc.
- 2 départs transformateurs 15kV/5.5kV (2x3.5MVA) vers le Tableau TD.
- 3 départs transformateurs 15kV/0.4kV (3x1.6MVA).
- 1 départ 15kV vers le Tableau TA 15kV.
- Tableau TA 15kV : 2 arrivées et 3 départs transformateurs.
- 15kV/0.4kV (3x1.6MVA).
- 3 départs 15kV vers le Tableau P.
- 3 départs 15kV vers le Tableau C.

### **Côté 5.5kV (Tableau TD – Auxiliaires de la Centrale Thermique) :**

- 2 arrivées du réseau 15kV.
- 2 disjoncteurs de couplage 5.5kV faisant la liaison entre 3 jeux de barres 5.5kV : TDa, TDb et TDc.
- 9 départs moteurs 5.5kV de puissances : 285kW (x2), 315kW (x3), 330kW (x1), 355kW (x2) et 630kW (x1).

## Annexe 2 :

De la barre	A la barre	Niveau kV	Section mm <sup>2</sup>	Ame	Longueur [m]	Nbre de conducteur
S11 (POSTE N°4)	Y10 (POSTE N°2)	63 kv	400 mm <sup>2</sup>	Cu	1300	1/ph
S12 (POSTE N°4)	Y18 (POSTE N°2)	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	1300	1/ph
S13 (POSTE N°4)	Y20 (POSTE N°2)	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	1300	1/ph
S14 (POSTE N°4)	Y12 (POSTE N°2)	63 kv	500 mm <sup>2</sup> et	ALU	1300	2/ph
			400 mm <sup>2</sup>	Cu	1300	ph"0":ALU et ph"0":Cu
Y19 (POSTE N°2)	ACE	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	850	1/ph
Y21 (POSTE N°2)	ACE	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	850	1/ph
Y15 (POSTE N°2)	LFR	63 kv	300 mm <sup>2</sup>	ALU	1100	1/ph
Y16 (POSTE N°2)	LFR	63 kv	300 mm <sup>2</sup>	ALU	1100	1/ph
Y21 (POSTE N°2)	Z11 (POSTE N°1)	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	1900	1/ph
Y4 (POSTE N°2)	Z13 (POSTE N°1)	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	1900	1/ph
Y6 (POSTE N°2)	X6 (POSTE N°3)	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	2350	1/ph
Y13 (POSTE N°2)	LAF	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	1150	1/ph
Y14 (POSTE N°2)	LAF	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	1150	1/ph
Z10 (POSTE N°1)	LAC	63 kv	300 mm <sup>2</sup>	Cu	360	1/ph
Z12 (POSTE N°1)	LAC	63 kv	300 mm <sup>2</sup>	Cu	360	1/ph
Z 7 (POSTE N°1)	COX	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	400	1/ph
Z 9 (POSTE N°1)	COX	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	400	1/ph
Z 8 (POSTE N°1)	X 7 (POSTE N°3)	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	850	1/ph
Z 3 (POSTE N°1)	X 8 (POSTE N°3)	63 kv	500 mm <sup>2</sup>	ALU	850	1/ph

## **Annexe 3 :**

### **Puissances transformatrices**

- 225kV/63kV : 2 x 120MVA à confirmer + 1x70MVA
- 63kV/15kV : 40MVA, 22.5MVA
- 63kV/10kV : 22.5MVA
- 63kV/700V : 8240kVA, 5880kVA, 3380kVA
- 10.5kV/15kV : 31.5MVA
- 15kV/0.4kV : 2500kVA, 1600kVA, 1000kVA, 630kVA, 500kVA, 400kVA, 250kVA
- 15kV/0.44kV : 1292kVA, 921kVA, 900kVA,
- 15kV/0.7kV : 1780kVA, 455kVA, 3560kVA
- 15kV/0.7kV : 1440kVA, 1420kVA
- 15kV/0.88V : 2680kVA
- 15kV/5.5kV : 12000kVA, 5000kVA, 3500kVA, 2500kVA, 630kVA
- 15kV/5.75kV : 1600kVA
- 15kV/8.25kVA : 9.3MVA
- 15kV/1.27kV : 9.25MVA
- 5.5kV/0.4kV : 1600kVA, 400kVA, 37.7kVA
- 5.5kV/0.55kV : 1250kVA, 630kVA

### **Puissances moteurs**

puissances nominales sont : 9200kW, 7000kW, 3600kW, 2500kW, 1900kW, 1400kW, 1620kW, 1320kW, 1200kW, 1175kW, 900kW, 850kW, 750kW, 740kW, 700kW, 690kW, 680kW, 630kW, 500kW, 480kW, 467kW, 450kW, 400kW, 390kW, 380kW, 368kW, 360kW, 355kW, 320kW, 315kW, 310kW, 300kW, 296kW, 290kW, 285kW, 280kW, 260kW, 250kW, 240kW, 232kW, 220kW, 200kW, 190kW, 160kW, et 150Kw.

Soit un total de 45 moteurs moyenne tension de puissance et de caractéristiques différentes

## Annexe 4:

---

Tableau	P.max (MW)	P.min (MW)
DG	1	0,2
CF	0,6	0,1
CV	4	0,3
CI	8,5	4,6
CB	2	0,3
DAA	1	0,2
DH	1	0,3
LAC	55	10
COX1	27	2,5
DAA	2,5	0,5
CJ	7,5	1
COX3-4	25	10
NA	7	3
NB	8	3
LFR	12	6
NJ	1,5	0,6
NG	5	0,5
ND	7	3
NH	2	0,6
ACE	30	7
TANDEM	24	7
TUS	2	1
LRB	12	5
PF	7	2
PV	12	10
PG	0,6	0,2
PC	4	2,5
PZ	1	0,5
RA	12	1,5
RM	2,5	0,2
RK	1,5	0,2
RH	2,5	0,2
<b>Total</b>	<b>268,7</b>	<b>84</b>

---

## Annexe5 : Modélisation Per.Unit

### 1. Valeurs de Base données :

- $V_b$  (KV)
- $S_b$  (MVA)

### 2. Avant Calculs :

- Identifier les tensions de base phase-phase requise.
- Définir la puissance de base.

### 3. Calculs :

- Calculer les impédances de base :  $z_b = \frac{V_{\text{ph-ph}}^2}{S_b}$ .
- Calculer les impédances en p.u. depuis les valeurs en  $\Omega$ .
- Calculer les sources de tension en p.u. :  $V_{\text{p.u.}} = \frac{\overline{V_s}}{V_b}$ .
- Faire la connexion directe de toutes les impédances en p.u.