

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
Département d'Électrotechnique
Laboratoire de recherche en électrotechnique

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Électrotechnique
Thème :

Amélioration de la Qualité d'Énergie Electrique
Etude de Cas

Proposé par :
Dr. R.TAHMI

Réalisé par :
KHEDER Nazim
LADJAL Lokman

ملخص:

لقد تطرقنا في هذا العمل إلى دراسة نوعية الطاقة الكهربائية ابتداءً بدراسة كل العوامل المؤثرة عليها مستعينين بطريقة الشعاع الفضائي, هذه الأخيرة استعملت في تطوير التطبيق الذي قدمنا إليه إضافات ثم تطرقنا إلى أهمية نوعية الكهرباء لدى الصناعيين لدى شركة صافية فقمنا بفحص تقني كهربائي بالتعاون مع الوكالة الوطنية لتحسين نوعية الطاقة الكهربائية.

الكلمات المفتاحية: نوعية الطاقة الكهربائية, الشعاع الفضائي, فحص تقني كهربائي

Résumé

Nous avons abordés dans ce travail la notion de la qualité de l'énergie électrique en citant d'abord les différents éléments perturbateurs tout en évoquant une méthode d'analyse qui est celle du vecteur d'espace utilisé pour la réalisation de l'application EPQA auquel nous avons tenté d'apporter des compléments. Aussi vu l'importance que la qualité d'énergie revête que ce soit pour le producteur, le distributeur ou le consommateur et avons réalisé un audit énergétique en collaboration avec l'APRUE au sein de l'entreprise COGRAL et de sa filiale SAFIA.

Mots Clés : Audit énergétique, Qualité d'énergie, Vecteur d'espace

Abstract:

In this work we have explored the concept of electrical power quality and the phenomena's that's affect it, to study them we focused on the space vector method, which is a new way to study power quality disturbances, used in the development of the EPQA application, that we brought some complements. Thus we look for the impact of electrical power quality on all the operators in the electrical process, producers, distributors or consummators. Then we fulfill an energetic audit with the partnership of the APRUE in the company COGRAL at its section SAFIA.

Key words: Power Quality, Vector Space Method, Energetic audit

Remerciement

Nous remercions Dieu le Tout Puissant de nous avoir donné le courage, la force et la volonté de réaliser ce Modeste travail.

*Nous remercions en premier lieu Monsieur **R.TAHMI**, notre promoteur sans qui ce travail n'aurait pas été possible, son aide, son appui moral, et ses qualités humaines nous ont été d'un apport inestimable.*

*Nos sincères et chaleureux remerciements à Monsieur le Directeur Générale de l'**APRUE** et Monsieur **K.DALI** ainsi que Monsieur **M.ISSIAKHAM** pour l'assistance et l'aide apportée pour la réalisation de ce travail et son dévouement exceptionnel.*

*Nous remercions également l'équipe **SAFIA** et en particulier Monsieur **Abdelkader**, pour sa disponibilité et son aide.*

*Sans oublier Monsieur **K.BOUCHAFA** qui nous a soutenu par ses précieux conseils tout au long de ce travail.*

Dédicaces

*À ma famille qui a toujours été présente à mes côtés;
À mes amis polytechniciens qui ont été ma deuxième famille
durant ces cinq dernières années;
À tous ceux qui me sont chers et qui sauront se reconnaître;
Je dédie ce mémoire.*

Nazim

Dédicaces

*À mes très chers parents
À mon frère et à mes Sœurs,
À toute ma famille,
À tous mes amis,
À tous ceux qui me sont chers,
Je dédie ce mémoire.*

Lokman

INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I : LES PERTURBATIONS ELECTRIQUES	
Introduction :.....	2
2. Les perturbations électriques :.....	2
2.1 Les perturbations électriques affectant la forme d'onde :	2
2.2 Les perturbations électriques affectant la fréquence :	2
2.3 Les perturbations électriques affectant l'amplitude :	2
2.4 Les perturbations électriques affectant la symétrie :	2
3 Harmoniques et inter harmoniques	3
3.1 Définition :	3
3.2 Origines :.....	3
3.2.1 Harmoniques :	3
3.2.1.1 Systèmes d'électricité:	3
3.2.1.2 Charges industrielles :.....	3
3.2.2 Interharmoniques :.....	3
3.3 Effets Des Harmoniques :.....	4
3.3.1 Effets instantanés :.....	4
3.3.2 Effets à long terme :.....	4
3.3.3 Inter harmoniques :	5
4 Fluctuations de tensions et Flicker	5
4.1 Définitions :.....	5
4.2 Origines :.....	5
4.3 Effets :	5
5 Creux de tension et coupures brèves.....	5
5.1 Définitions :.....	5
5.1.1 Creux de tension :.....	5
5.1.2 Coupure de tension :.....	6
5.2 Origines :.....	6
5.3 Effets :	7
6 Surtensions.....	7
6.1 Définitions :.....	7
6.2 Origines.....	7
6.2.1 Surtensions à fréquences industrielles :	7
6.2.1.1 Défauts d'isolement :	8
6.2.1.2 La Ferrorésonance :	8
6.2.2 Les surtensions de manœuvre :	8
6.2.3 Les surtensions atmosphériques :.....	8
6.3 Effets	8
7 Déséquilibre	9
7.1 Définitions.....	9

7.2 Origines.....	9
7.3 Effets	10
8 Conclusion.....	10
CHAPITRE II : LES INDICES REPRESENTATIFS DE LA QUALITE DE TENSION	
1 Introduction :.....	11
2 Harmoniques.....	11
2.1 Les indices représentatifs de la qualité de la tension :.....	11
2.2 Comparaison d'indices existant :.....	12
2.3 Indices pour les niveaux de planifications :.....	14
2.3 Indices pour la caractéristique de la tension :.....	14
2.3.1 Indices de site :.....	14
2.3.2 Indices de système :.....	14
2.4 Catégorisation et échantillonnage de site :.....	14
2.5 Considération sur la surveillance des harmoniques :.....	14
3 Flickers.....	15
3.1 Indices existants.....	15
3.2 Comparaison des indices de flicker :.....	16
3.3 Indices pour les niveaux de planification :.....	17
3.4 Indices pour la caractéristique de la tension :.....	18
3.4.1 Indices de site :.....	18
3.4.2 Indices de système :.....	18
3.5 Considération pour la surveillance du Flicker :.....	18
4 Déséquilibre	18
4.1 Indices existants :.....	18
4.2 Comparaison des indices de déséquilibre :.....	20
4.3 Indices pour les niveaux de planification :.....	20
4.3.1 Indices de site :.....	21
4.3.2 Indices de système :.....	21
4.4 Considération sur les indices du déséquilibre :.....	21
5 Creux de tension	22
5 .1 Indices existants :.....	22
5.1.1 Indices du creux de tension individuels :.....	22
5.1.2 Autres caractéristiques :.....	22
5.2 Méthodes de relevé de creux tension pour un site ou pour un système :.....	22
5.2.1 Indice SARFI :.....	22
5.2.2 Table Amplitude-Durée :.....	23
5.2.3 Diagramme de zones de performances/Sensibilité aux creux :.....	24
5.3 Comparaison entre les indices de creux :.....	25

5.3.1 Indice SARFI :	25
Avantages :	25
Inconvénients :	25
5.3.2 Table UNIPEDE :	25
Avantage :	25
Inconvénient :	25
5.3.3 Table selon CEI 1000-2-8, [15] :	25
Avantage :	25
Inconvénient :	26
5.3.4 Table selon NRS 048-2, 2003, [19] :	26
Avantage :	26
Inconvénient :	26
5.4 Evènements singuliers(E.S) :	26
5.5 Indices de site	26
5.6 Indices de système	27
5.7 Agrégation du temps	27
CHAPITRE III : SPÉCIFICATIONS TECHNIQUES ET NORMATIVES DES INDICES DE QUALITÉ DE LA TENSION	
1 Introduction	28
2 Application des objectifs de qualité	28
2.1 Conditions normales :	28
2.2 Surveillances	28
3 Harmoniques	28
3.1 Objectives de qualités existants :	28
3.2 Comparaison entre les objectives de qualités existants :	29
3.3 Objectives pour les niveaux de planification :	30
3.4 Objectives pour les caractéristiques de la tension :	30
4 Flicker	30
4.1 Objectives de qualités existants	30
4.2 Objectives pour les niveaux de planifications :	31
4.3 Evaluation des coefficients de transfert Flicker:	31
4.4 Objectives pour les caractéristiques de la tension :	31
5 Déséquilibre	32
5.1 Objectives de qualités existantes :	32
5.2 Objectives pour les niveaux de planification :	32
5.3 Objectives pour la caractéristique de la tension :	33
6 Creux de tension	33
6.1 Objectives de qualités existants :	33

6.1.1 Normes ou guides internationaux :	33
6.1.2 Normes ou guides nationaux :	33
6.2 Indices de site et de système :	34
7 Conclusion :	34
CHAPITRE IV : METHODES D'ANALYSES DES PERTURBATIONS	
ELECTRIQUES	
1 Introduction :	36
2.1 Creux de tension, Coupures brèves et surtensions :	36
Les perturbations qui affectent l'amplitude de la tension sont traitées en se basant sur l'estimation, la segmentation, la classification et de la caractérisation :	
2.1.1 L'estimation de l'amplitude :	36
2.1.2 Segmentation :	36
2.1.3 Classification:	36
2.1.4 Caractérisation:	37
2.2 Harmoniques.....	37
2.3 Variations de Tension et de Fréquence :	37
2.4 Déséquilibre :	37
3 Méthode du Vecteur d'Espace :	37
3.1 De la transformé de Fortescue au vecteur d'espace :	37
3.2 Représentation et caractéristiques du vecteur d'espace pour différentes perturbations :	38
3.2.1 Perturbations du Fondamental:	39
3.2.2 Perturbations harmoniques:	40
3.3 Vecteur d'espace et composante homopolaire en cas de creux de tension :	41
3.3.1 Creux de tensions monophasés :	41
Creux de tension de type B :	41
Creux de tension de type D :	42
3.3.2 Creux de tension biphasés :	42
Creux de tension de type C :	42
Creux de tension de type E :	43
Creux de tension de type G :	43
3.3.3 Creux de tension triphasés :	43
Creux de tension triphasés équilibrés ou de type A:	43
Creux de tension avec surtensions :	43
Creux de tension de type H	43
Creux de tension de type I :	43
3.4 Analyse des creux de tension par la transformation du vecteur d'espace :	44
3.4.1 Le prétraitement:	44
3.4.2 Segmentation :	45
Estimation de R min	45
Segmentation de R min	45
Détermination de la zone de creux de tension à partir de R min	46

Détermination de la zone de creux de tension à partir de X0	46
3.4.3 Classification :.....	46
3.3.4 Caractérisation:	47
Conclusion :	48
CHAPITRE V : Compléments de l'Application EPQA	
Introduction :.....	49
2 Organigramme général de l'application :.....	49
3 Compléments apportés :.....	51
3.1 Gradateur triphasé:.....	51
3.2 Onduleur pleine onde :	52
3.3 Onduleur à MLI:	53
4 Présentation des menus et des fenêtres de l'application (EPQA):	54
4.1 Menu:	54
4.2 Fenêtre principale :.....	54
4.3 Gradateur triphasé :.....	56
4.4 Onduleur triphasé pleine onde :.....	57
4.5 Onduleur triphasé à MLI :.....	58
5 Conclusion :	58
CHAPITRE VI : AUDIT ENERGETIQUE	
Généralités sur les audits énergétiques :.....	59
Audit Cogral « SAFIA » Unité de production 6 :.....	59
1 Procédé de raffinage des huiles :.....	59
1.1 Neutralisation:	61
Réchauffage de l'huile:.....	61
Addition et mélange avec l'acide:	61
Addition et mélange avec la soude caustique :	61
Premier lavage de l'huile :	61
Deuxième lavage de l'huile :.....	61
1.2 Décoloration continue et automatique :.....	61
1.3 Filtration :	62
1.4 La désodorisation :	62
2 Bilan de production :.....	62
2.1 Consommation en énergie et en eau :.....	63
Energie Electrique:.....	63
Gaz naturel:	63
Eau :.....	63
3 Etude de l'alimentation électrique de l'unité de production 6 :.....	65
3.1 Introduction:.....	65
3.2 Installation Electrique :	65
3.3 Schéma unifilaire:.....	68

3.4 Analyse de la facturation:	68
3.4.1 Introduction :	68
3.4.2 Spécifications tarifaires :	69
3.4.3 Analyse de la consommation d’Energie	70
Analyse de l’évolution de la consommation d’énergie active et son coût :.....	70
Répartition de la consommation d’énergie active :	73
Analyse de l’évolution de la consommation d’énergie réactive :.....	74
Choix de la PMD et utilisation de la PMA :.....	75
Analyse de l’évolution de la consommation d’énergie active et son coût :.....	77
Répartition de la consommation d’énergie active :	79
Analyse de l’évolution de la consommation d’énergie réactive :.....	80
Choix de la PMD et utilisation de la PMA :.....	81
3.5 Bilan de puissance des transformateurs et analyse du réseau :	82
3.5.1 Bilan de puissance des transformateurs :	82
3.5.2 Bilan énergétique des transformateurs :	83
4 Analyse du réseau :	85
4.1 Résultats Obtenus :	85
4.2 Interprétation des résultats :	86
4.3 Compensation de l’énergie réactive :	89
4.4 Évaluation du coût annuel d’électricité avec un $\text{Cos}\varphi=0,91$:	90
4.5 Puissance des batteries de condensateurs nécessaire pour augmenter le $\text{Cos}\varphi$ à 0,91 :	91
4.6 Calcul du temps de retour sur investissement :	92
4.7 Récapitulatif :	94
4.8 Recommandations :	94
CONCLUSION GENERALE	95
BIBLIOGRAPHIE	96
ANNEXE	
Qualistar+	97

Liste des Figures

Figure 1.1: Harmoniques	3
Figure 2.2 : Fluctuation de la tension et Flicker	5
Figure 2.3 : creux de tension et coupure brève	6
Figure 3.5 : Déséquilibre de Tension.....	9
Figure 4.1 : Forme du vecteur d'espace dans le cas d'inégalité des phaseurs	39
Figure 4.2 : Vecteur d'espace en présence d'harmonique de rang 5	41
Figure 4.3:Variation de l'angle d'inclinaison de l'ellipse en fonction de la phase affecté	42
Figure 4.4: Signature des creux de tension de type D	42
Figure 4.4: Etape d'analyse des creux de tensions	44
Figure 4.6: Représentation des deux diracs après transformation de fourrier	45
Figure 4.7: Type de creux en fonction de la phase de la composante homopolaire.....	47
Figure 4.8: Etape de classification d'une perturbation	47
Figure 5.1 : Organigramme de l'application EPQA avec compléments (en couleur).....	49
Figure 5.2 : Gradateur triphasé alimentant une charge RL.....	51
Figure 5.3 : Organigramme du sous-programme Gradateur.....	51
Figure 5.4 : Onduleur de tension triphasé alimentant une charge RL	52
Figure 5.5 : Organigramme du sous-programme Onduleur pleine onde	52
Figure 5.6 : Onduleur de tension triphasé à MLI alimentant une charge RL.....	53
Figure 5.5 : Organigramme du sous-programme Onduleur pleine onde	53
Figure 5.8 : Menu principal de l'application EPQA	54
Figure 5.9: Fenêtre Analyse	54
Figure 5.10: Fenêtre Gradateur	56
Figure 5.11: Fenêtre Onduleur pleine onde.....	57
Figure 5.12: Fenêtre Onduleur à MLI	58
Figure 6.1 : Schéma synoptique du raffinage des huiles.....	60
Figure 5.2: Schéma Unifilaire UP6	68
Figure 6.3: Tarification 41 en fonction des plages horaires	69
Figure 6.4 : Tarification 43 en fonction des plages horaires	70
Figure 6.5 : consommation mensuelle en énergie active pour l'année 2011	71
Figure 6.6 : consommation mensuelle en énergie active pour l'année 2012	71
Figure 6.7 : Prix de l'énergie active durant l'année 2011	72
Figure 6.8 : Prix de l'énergie active durant l'année 2012.....	72
Figure 6.10: Répartition de la facture de l'énergie active suivant les plages horaires année 2011	73
Figure 6.11 : Energie active et réactives consommées durant les années 2011 et 2012	75
Figure 6.12 : Prix des pénalités occasionnées durant les années 2011 et 2012	75
Figure 6.13: Evolution de la PMA durant les années 2011	76
Figure 6.14 : Evolution de la PMA durant l'année 2012.....	76
Figure 6.15 : Consommation d'énergie active durant l'année 2011	77
Figure 6.16 : Consommation d'énergie active durant l'année 2012.	77
Figure 6.17 : Prix de l'énergie active durant l'année 2011	78
Figure 6.18 : Prix de l'énergie active durant l'année 2012	78
Figure 6.19: Taux de consommation d'énergie active pendant les plages jour et nuit pour une tarification 43 années 2012.	79
Figure 6.20 : Taux du prix a payé en fonction des plages horaires pour l'année 2012 avec une tarification 43.....	79

Liste des Figures

<i>Figure 6.21: Energie active et réactive consommées durant les années 2011 et 2012.....</i>	<i>80</i>
<i>Figure 6.22 : Prix des pénalités occasionnées durant les années 2011 et 2012</i>	<i>81</i>
<i>Figure 6.23 : Evolution de la PMA pour l'année 2011</i>	<i>81</i>
<i>Figure 6.24 : Evolution de la PMA pour l'année 2011</i>	<i>82</i>
<i>Figure 6.25 : Courants triphasés relevé au niveau du TGBT.....</i>	<i>85</i>
<i>Figure 6.26 : Tensions triphasés relevé au niveau du TGBT</i>	<i>86</i>
<i>Figure 6.27 : Données relatives aux puissances relevées au niveau du TGBT.....</i>	<i>86</i>
<i>Figure 6.28 : Taux d'harmoniques présente dans le réseau</i>	<i>86</i>
<i>Figure 6.29 : Courants triphasés relevé au niveau du TGBT.....</i>	<i>88</i>
<i>Figure 6.30 : Taux d'harmonique de courant phase1 relevé au niveau du TGBT</i>	<i>88</i>
<i>Figure 6.31 : Taux d'harmonique de courant phase2 relevé au niveau du TGBT.....</i>	<i>88</i>
<i>Figure 6.32 : Taux d'harmonique de courant phase3 relevé au niveau du TGBT</i>	<i>89</i>
<i>Figure 6.33 : Schéma de principe de la compensation de la puissance réactive.....</i>	<i>90</i>

Liste des Tableaux

Tableau 1.1 : Effets des harmoniques	4
Tableau 2.1: Indices d'harmoniques de tension selon les publications CEI.	12
Tableau 2.2: Comparaison des indices d'harmonique entre différentes Normes & Guides. ...	13
Tableau 2.3: Indices de flicker prescrit par la CEI	16
Tableau 2.4: comparaison des indices de flicker entre différents Normes et Guides	17
Tableau 2.5: Indices de déséquilibre de la tension selon la CEI et la CIGRE.....	19
Tableau 2.6: Comparaison des indices de déséquilibre entre différentes Normes & Guides ...	20
Tableau 2.7 : Résumé des indices de site recommandés dans la littérature pour les perturbations en régime permanente	21
Tableau 2.8: Table des densités comme recommandées par l'UNIPÉDE.....	23
Tableau 2.9: Présentation des résultats selon la norme CEI 61000-2-8.....	23
Tableau 2.10: Présentation de résultats basée sur la CEI 61000-4-11 selon IEEE.....	24
Tableau 2.11: Méthode de rapportage de creux selon NRS-048-2 : 2003 [19].	24
Tableau 3.1: Valeurs indicatives de niveaux de planification de tensions harmoniques (en % de la tension nominale) en HT et THT selon la CEI 61000-3-6, [13].	29
Tableau 3.2: Valeurs harmoniques recommandées pour les caractéristiques de la tension en MT - HT - THT.	30
Tableau 3.3 : Objectifs relatifs au flicker.	30
Tableau 3.4 : Valeurs recommandées pour les niveaux de planification du Flicker en MT-HT-THT.....	31
Tableau 3.5 : Comparaison entre les objectifs de déséquilibre de tension.	32
Tableau 3.6: Valeurs indicatives du déséquilibre de tension recommandées pour les niveaux de planification (en MT - HT - THT).	33
Tableau 3.7 : Valeurs du déséquilibre de tension recommandées pour les caractéristiques de la tension (en MT - HT - THT).	33
Tableau 6.1 : Evolution de la production pendant les deux dernières années	63
Tableau 6.2 : Consommation en énergie et en eau pour les années 2011 et 2012	64
Tableau 6.3 : Transformateurs reliés au poste 1	65
Tableau 6.4: Caractéristiques du transformateur relié au poste 2.....	66
Tableau 6.5 : Taux de consommation d'énergie et prix en fonction des postes horaires	74
Tableau 6.6 : Taux de consommation d'énergie et prix en fonction des postes horaires	80
Tableau 6.7 : Caractéristiques et pertes du transformateur 630kVA	83
Tableau 6.8 : Pertes et coûts des pertes du transformateur	84
Tableau 6.9 : Évaluation du coût de la facture électrique avec un $\text{Cos}\phi=0,91$ pour le mois de février 2011.	91
Tableau 6.10 : Évaluation du coût de la facture électrique avec un $\text{Cos}\phi=0,91$ pour le mois de mars 2012.	93
Tableau 6.11 : Tableau récapitulatif des remarques effectuées durant l'audit.....	94

Introduction Générale

Ces dernières années ont vu l'augmentation de la consommation d'énergie électrique, des charges non linéaires ainsi que la généralisation de l'électronique de puissance dans les équipements industriels. De plus en plus sophistiqués, leur installation et leur utilisation ne s'accompagnent pas systématiquement d'une maîtrise parfaite et d'une qualité optimale de la consommation de l'énergie électrique. Plus sensibles aux perturbations d'origine électrique, et souvent même perturbateurs ce développement croissant des processus industriels les rend de plus en plus sensibles à la qualité de l'alimentation en énergie électrique. Utilisateurs et distributeurs doivent être très vigilants face aux imperfections de la tension dont ils devront mesurer les incidences financières.

Le travail présenté dans ce mémoire s'inscrit justement dans le cadre de l'amélioration de la qualité d'énergie électrique en présentant tout d'abord une amélioration de l'application EPQA basée sur la méthode du vecteur d'espace est réalisée par nos camarades messieurs MESSAOUDI et BENHAMOU ainsi qu'en effectuant un audit énergétique au sein des COGRAL et de sa filiale SAFIA en collaboration avec l'APRUE (Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie).

Ce mémoire est organisé de la manière suivante :

- ✓ Chapitre 1 : Présente les principales perturbations électriques pouvant affecter un réseau, leurs causes leurs conséquences seront aussi évoquées.
- ✓ Chapitre 2 : Regroupe les différents indices représentatifs de la qualité de la tension qu'ils concernent la planification ou les caractéristiques effectives.
- ✓ Chapitre 3 : Comporte les spécifications techniques et normatives des indices de la qualité de tension.
- ✓ Chapitre 4 : Aborde les différentes méthodes d'analyse de la qualité d'énergie et plus spécialement celle du vecteur d'espace exploité dans le cadre de notre application.
- ✓ Chapitre 5 : Amélioration apportées à l'application EPQA (Gradateur, Onduleur pleine onde et onduleur à MLI)
- ✓ Chapitre 6 : Réalisation d'un audit énergétique de l'unité de production 6 des COGRAL

CHAPITRE I :

LES

PERTURBATIONS

ELECTRIQUES

Introduction :

Les préoccupations et l'intérêt pour les problèmes de la qualité de l'énergie se font de plus en plus vifs. Ceci est lié à l'accroissement des charges non linéaires qui contribuent à modifier les caractéristiques des signaux de tension et de courant, Les compagnies d'électricité doivent fournir à leurs clients une tension ayant une fréquence constante égale à la fréquence fondamentale, 50Hz en Algérie, et ayant une amplitude constante.

Flicker, creux de tension, harmoniques, variations de fréquence, surtensions... constituent un ensemble de paramètres à surveiller pour analyser la qualité du réseau électrique.

La qualimétrie offre des outils de collecte et d'analyse simplifiée pour aider les industriels à diagnostiquer leurs dysfonctionnements électriques ainsi elle contribue à une optimisation de la consommation tout en apportant des éléments pour réduire la facture énergétique, [1].

2. Les perturbations électriques :

L'électricité fournie aux utilisateurs est, dans certains cas, perturbée ou momentanément interrompue. On parle dès lors de dégradation de la *qualité de la tension*.

L'onde électrique subit tout au long de son cheminement vers l'utilisateur des agressions qui altèrent les caractéristiques physiques de l'onde : la constance de la fréquence et de l'amplitude, la pureté de la forme sinusoïdale de l'onde et sa symétrie.

La variation de ces caractéristiques a de multiples origines et de périlleuses conséquences. S'il est coutume d'en blâmer seul le gestionnaire du réseau de transport, les faits sont présent tout autres .La dégradation de la qualité de la tension est due à des modifications de charge du réseau, à des perturbations produites par certains équipements et à l'apparition de défauts principalement attribuables à des causes externes.

La tension électrique fournie aux consommateurs présente, dans le cas idéal, des alternances régulières selon une sinusoïde parfaite d'amplitude et de fréquence constantes.

En pratique, les réseaux électriques sont le plus souvent le siège de phénomènes perturbateurs qui affectent, différemment, les caractéristiques de la tension. On peut, en se basant sur ces caractéristiques, classifier les perturbations électriques en quatre grandes familles :

2.1 Les perturbations électriques affectant la forme d'onde :

Cette onde n'est plus sinusoïdale et peut être considérée comme une onde fondamentale à 50Hz associée à des harmoniques.

2.2 Les perturbations électriques affectant la fréquence :

Ces perturbations sont rares et ne sont observées que lors de circonstances exceptionnelles par exemple lors de certains défauts de grande ampleur au niveau de la production ou du transport.

2.3 Les perturbations électriques affectant l'amplitude :

Ces sont des perturbations qui affectent la tension sous forme d'un dépassement de l'ordre de $\pm 10\%$ de la tension nominale. Elles se manifestent sous forme de creux, de surtension ou de coupures brèves de tension.

2.4 Les perturbations électriques affectant la symétrie :

Dans un système triphasé, l'alimentation de charges monophasées entraîne des dispersions sur les amplitudes.

Nous traiterons dans les paragraphes qui suivent les perturbations électriques les plus communément rencontrées à savoir : harmoniques et inter-harmoniques, flicker, creux de tension, surtension et le déséquilibre.

3 Harmoniques et inter harmoniques

3.1 Définition :

Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont les fréquences sont des multiples entiers de la fréquence pour laquelle le réseau est construit (50 Hz), fig.1.1 Dans certains cas particuliers, des fréquences non multiples de la fréquence contractuelles apparaissent dans le réseau, c'est les interharmoniques.

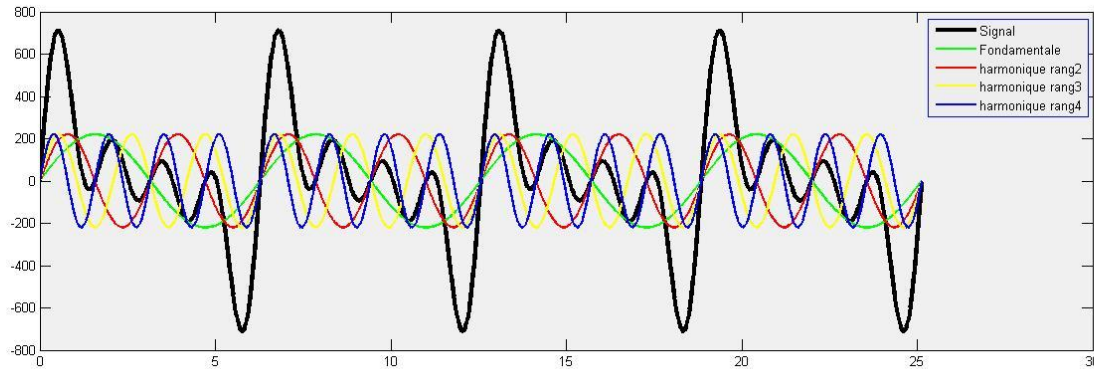


Figure 1.1: Harmoniques

3.2 Origines :

3.2.1 Harmoniques :

Produites en générales par des charges non-linéaire. Les courants harmoniques produits par les différentes sources, s'ajoutent vectoriellement, provoquant des chutes de tension harmonique sur les impédances du réseau.

Les tensions/courants harmoniques sont produits en majorités par les charges domestiques et industrielles qui provoquent la plus grande proportion des courants harmoniques avec des niveaux de distorsion relativement élevés.

3.2.1.1 Systèmes d'électricité:

Ces sont les appareils utilisés par les fournisseurs de l'électricité, en particulier les alternateurs, les transformateurs et plus récemment, sur une échelle qui s'accroît, des appareils comme les compensateurs statiques et les convertisseurs statiques.

3.2.1.2 Charges industrielles :

Les convertisseurs de puissance peuvent être des sources de niveaux notables de distorsion harmonique, on trouve, les fours à induction, les fours à arc, etc.

Les redresseurs sont actuellement les plus gênants par leur importance en nombre ou en puissance. Les hacheurs et les cyclo-convertisseurs absorbent des courants non sinusoïdaux comportant des harmoniques et des interharmoniques.

La présence d'harmoniques non caractéristiques est due aux imprécisions des valeurs des angles d'allumage, au déséquilibre des tensions d'alimentation et à toute cause susceptible d'affecter l'équilibre du pont.

3.2.2 Interharmoniques :

Les interharmoniques sont émises par des charges non linéaires. La plus grande majorité est générée par les convertisseurs de fréquences statiques tels que les variateurs de vitesse pour les moteurs asynchrones.

Les fours à arc sont également une grande source de courants interharmoniques. De simples machines tournantes peuvent aussi générer des courants interharmoniques basse fréquence en présence d'une charge fluctuante, mais, par rapport aux perturbations générées par les des convertisseurs, leur amplitude est peu importante, [2].

3.3 Effets Des Harmoniques :

Les effets nuisibles des harmoniques sur les appareils sont instantanés ou à long terme.

3.3.1 Effets instantanés :

Ces effets concernent les défauts, les mauvais fonctionnements ou la diminution des performances subis par des dispositifs, dus au déplacement du passage par zéro de l'onde de tension. Les dispositifs de régulation, les appareils électroniques et les calculateurs y sont particulièrement sensibles.

De grandes amplitudes harmoniques peuvent provoquer un mauvais fonctionnement des récepteurs de télécommande centralisée et des relais de protection.

3.3.2 Effets à long terme :

Les effets à long terme sont essentiellement de nature thermique. Les pertes supplémentaires et les sur échauffements qui apparaissent dans les condensateurs, les machines tournantes, et les transformateurs peuvent diminuer la durée de vie de ces appareils et parfois même les endommager.

Le tableau suivant résume l'effet des harmoniques sur les principaux appareils :

Matériels	Les effets
Machines synchrones	Echauffements supplémentaires particulièrement dans les amortisseurs.
Transformateurs	Pertes supplémentaires. Risque de saturation en présence d'harmoniques pairs.
Machines asynchrones	Echauffement supplémentaire, notamment dans les cages doubles ou à encoches profondes. Couples pulsatoires.
Câbles	Pertes ohmiques et diélectriques supplémentaires
Ordinateurs	Troubles fonctionnels
Electronique industrielle, Ponts redresseurs	Troubles liés à la forme d'onde
Régulateurs volt-métriques de transformateurs	Mesure de tension faussée.
Relais de télécommande	Déclenchement intempestif.
Compteur d'énergie à induction	Dégradation de la classe de précision
Condensateur de puissance	Echauffement, Vieillesse rapide.

Tableau 1.1 : Effets des harmoniques

La plupart des effets gênants des harmoniques sont dus aux harmoniques de tension, mais les courants harmoniques peuvent également provoquer des effets directs comme la perturbation du réseau téléphonique.

3.3.3 Inter harmoniques :

Les interharmoniques peuvent perturber les récepteurs de télécommande sur des fréquences discrètes : cas des moteurs asynchrones et des fours à arc. Un phénomène de flicker peut aussi apparaître, [3].

4 Fluctuations de tensions et Flicker

4.1 Définitions :

Le flicker consiste en des variations de tension de courte durée, résultant de commutations, de court-circuit ou de modifications de la charge. L'amplitude admissible du flicker ne dépasse pas normalement le domaine défini par la CEI 61000-4-38 (jusqu'à $\pm 10\%$).

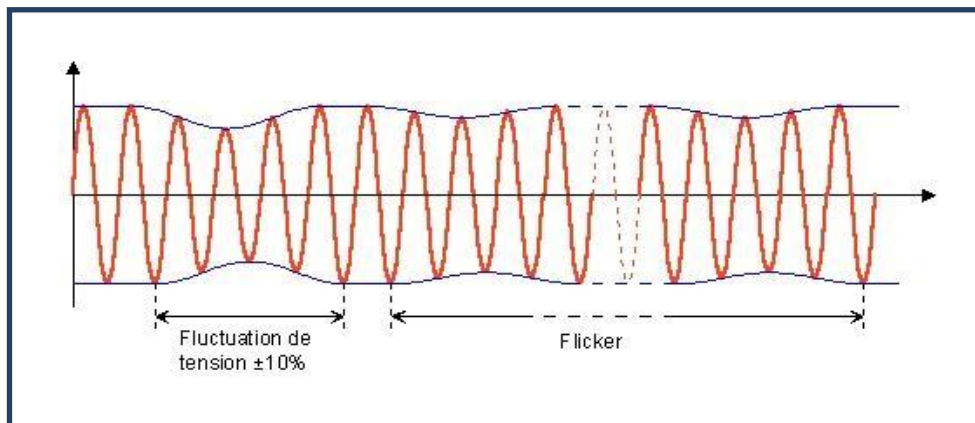


Figure 2.2 : Fluctuation de la tension et Flicker

4.2 Origines :

Les principales sources de fluctuations de tension sont des charges industrielles telles que :

- Machine à souder à résistance ;
- Soudeuse à l'arc.
- Laminoirs ;
- Les gros moteurs à charge variable (ex treuils de mine);
- Fours à arc ;
- Mise en (ou hors) service de batteries de condensateurs.

L'utilisation de ce type de charge est plus répandue dans les industries métallurgiques, telles que, les aciéries et les fonderies.

4.3 Effets :

Comme les fluctuations de tension ont une amplitude qui n'excède pas, généralement, $\pm 10\%$, la plupart des appareils ne sont pas affectés par ce type de perturbation. Le principal désagrément que l'on peut attribuer est le *flicker*. L'inconfort physiologique qui résulte de ce phénomène dépend de l'amplitude des fluctuations, de leurs composantes fréquentielles, du taux de répétition et de la durée de la perturbation, [4].

5 Creux de tension et coupures brèves

5.1 Définitions :

5.1.1 Creux de tension :

Un creux de tension est défini comme une diminution brutale de la tension pendant un

très faible intervalle de temps. Un creux de tension peut affecter une seule phase, deux phases ou les trois phases simultanément.

Un creux de tension est caractérisé par :

- ✓ Son amplitude : l'amplitude d'un creux de tension est la valeur de la tension durant le creux;
- ✓ Sa profondeur : la profondeur d'un creux de tension Δu est la différence entre la valeur efficace de l'amplitude du creux et celle de la tension de référence;
- ✓ Sa durée : la durée d'un creux de tension Δt est l'intervalle de temps précité. La tension nominale est considérée comme une tension de référence pour les réseaux basse tension. Pour les réseaux hauts et moyenne tension, une tension de référence dite glissante, égale à la tension avant la perturbation, est utilisée.

On prend, de manière générale, comme tension de référence, la tension contractuelle u_c que le distributeur s'engage à fournir. Sa valeur est fixée en fonction des conditions du contrat de fourniture. De ce fait elle peut être égale ou différente de la tension nominale. Le rapport de la profondeur d'un creux de tension à la tension de référence est compris entre 90% et 1% selon les normes CEI 61000-2-1 et EN 50160. La durée d'un creux de tension est comprise entre 10 ms et 1s, [5].

5.1.2 Coupure de tension :

Les coupures de tension sont un cas particulier des creux de tension où la profondeur du creux est supérieure à 99% selon les normes CEI et CENELEC ;

Les coupures de tension se caractérisent selon leur durée. Deux types de coupures peuvent être distingués :

- ✓ Coupures brèves de durée inférieure à 180 ms selon CENELEC et à 60 ms selon la CEI et IEEE;
- ✓ Coupures longues de durée supérieure à 180 ms selon CENELEC et à 60 ms selon la CEI et IEEE, [10].

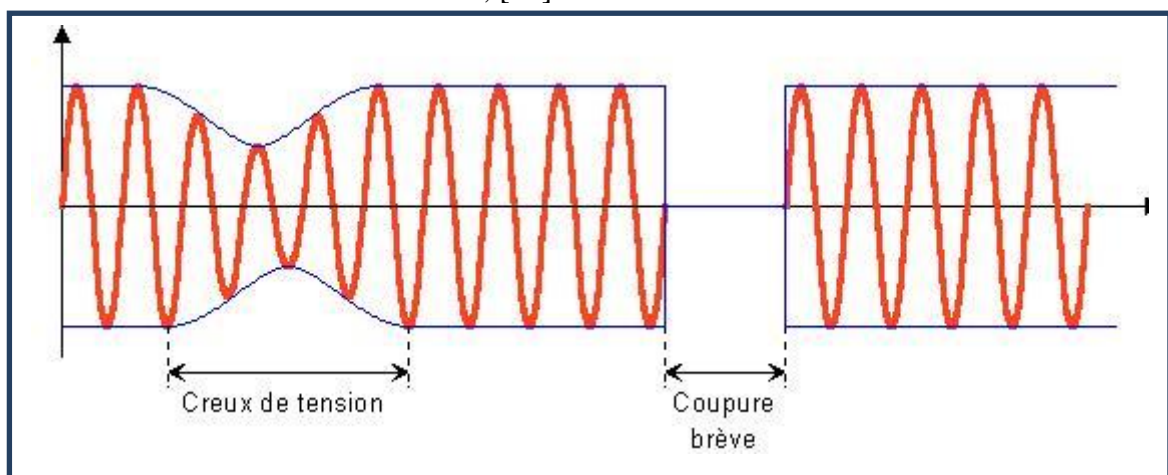


Figure 2.3 : creux de tension et coupure brève

5.2 Origines :

Un creux de tension peut être produit par des manœuvres de coupure des organes du réseau mettant en jeu des courants de forte intensité. Les coupures sont souvent causées par :

- ✓ Le fonctionnement de protection (ainsi que le réenclencheur) consécutif à l'apparition de défauts dans le réseau ou chez les clients;
- ✓ Les permutations de transformateurs ou de lignes ;

- ✓ La commutation de charges de puissance importante par rapport à la puissance de court-circuit telles que: moteurs asynchrones, fours à arc, machines à souder, chaudières...etc.

5.3 Effets :

Les creux de tension et coupures brèves peuvent perturber les installations raccordées aux réseaux de transport et provoquer les dysfonctionnements suivants :

- ✓ fonctionnement anormal de régulateur de commande;
- ✓ variation de vitesse ou arrêt de moteurs asynchrones;
- ✓ retombée de contacteurs ;
- ✓ pertes de synchronisme d'alternateur et de moteur synchrone;
- ✓ défauts de commutation pour les ponts à thyristors fonctionnant en onduleur. [6]

6 Surtensions

6.1 Définitions :

Les surtensions sont des perturbations qui affectent l'amplitude de la tension. Ce sont des tensions qui, en se superposant à la tension nominale mènent à des valeurs crête, qui dépassent explicitement les limites habituellement admises par les normes techniques.

On distingue, selon leurs durées, trois types de surtensions :

- ✓ surtension permanente de forme sinusoïdale (à fréquence industrielle), de longue durée (supérieure à 1 heure),
- ✓ surtension temporaire de forme sinusoïdale (autour de la fréquence industrielle), de durée relativement longue (comprise entre 1,5 fois la période industrielle et 1 heure),
- ✓ surtension transitoire de forme oscillatoire ou non et généralement vite amortie, de courte durée (inférieure à la période industrielle) ; cette catégorie regroupe les surtensions à front lent (type choc de manœuvre), à front rapide (type choc de foudre), à front très rapide.

Les surtensions se caractérisent par :

- ✓ le coefficient de surtension ;
- ✓ rapport de l'amplitude crête de la tension atteinte à la valeur efficace de la tension;
- ✓ leur durée ;
- ✓ leur forme d'onde.

Bien qu'étant variée et aléatoire, l'estimation de ces paramètres peut se faire par une approche statistique.

La sensibilité des réseaux électriques aux surtensions est tributaire de leurs topologies, du niveau de tension, le type de matériel et du mode d'exploitation.

6.2 Origines

Les surtensions ont trois natures :

- ✓ Temporaires à fréquence industrielle.
- ✓ De manœuvre.
- ✓ D'origine atmosphérique (transitoire).

6.2.1 Surtensions à fréquences industrielles :

Ce sont des surtensions de fréquence égale à celle du réseau. Elles ont pour origine les causes suivantes.

6.2.1.1 Défauts d'isolement :

Un défaut d'isolement (consécutif à la blessure d'un câble souterrain, mise à la terre d'un condensateur aérien par des branchages, défaut dans un équipement) est susceptible de provoquer une surtension sur un réseau triphasé seulement lorsque le neutre est isolé.

Lors de défaut entre phase et terre, la phase en question sera directement mise en service au potentiel de la terre tandis que la tension des phases saines par rapport à la terre atteint la tension composée.

6.2.1.2 La Ferrorésonance :

La Ferrorésonance est un phénomène oscillatoire non linéaire rare et dangereux lié à la présence simultanée d'un condensateur et d'une inductance saturable (le cas d'un transformateur par exemple).

Les surtensions sont consécutives à des résonances particulières apparaissant lors de manœuvre d'ouverture ou de fermeture d'appareil dont les pôles sont séparés ou à fonctionnement non simultanés.

6.2.2 Les surtensions de manœuvre :

Ces surtensions se manifestent sous la forme d'ondes à hautes fréquences et à amortissement rapide de type apériodique ou oscillatoire.

Elles prennent le plus souvent naissance dans les réseaux subissant des modifications rapides de structure telle que l'ouverture d'appareillage de protection ou la fermeture et l'ouverture d'appareils de commande. On distingue :

- ✓ surtension de commutation en charge normale (résistive);
- ✓ les surtensions provoquées par l'établissement et l'interruption de petits courants inductifs;
- ✓ les surtensions provoquées par la manœuvre de circuits capacitifs.

6.2.3 Les surtensions atmosphériques :

Les réseaux aériens sont les plus affectés par les surtensions et surintensités d'origine atmosphérique. La foudre est un phénomène naturel qui apparaît en cas d'orage. On distingue les coups de foudre directs (sur une ligne ou sur une structure) et les effets indirects d'un coup de foudre (surtensions induites et montées en potentiel de la terre), [7].

6.3 Effets

Les effets des surtensions sont très divers et varient selon le temps d'application, la répétitivité, l'amplitude, le mode, la raideur du front de montée et la fréquence de l'onde de tension.

- ✓ Un claquage peut provoquer la destruction ou la dégradation d'équipement. Ceci peut conduire à des coupures longues et par la suite à des pertes de facturation du distributeur et de production pour les industriels ;
- ✓ Des surtensions non destructrices mais répétitives induisent un vieillissement prématuré du matériel;
- ✓ Des perturbations des circuits de contrôle - commande et de communication à courants faibles ;
- ✓ Des dégradations importantes des lignes et des équipements sont causées par les surtensions de manœuvres répétitives et les chocs de foudre;
- ✓ Des surtensions de manœuvre de transformateurs ou de machines sont susceptibles de créer des contraintes particulièrement fortes sur les premières spires de ces machines;

- ✓ Les surtensions de manœuvre et de foudre ont des effets de destruction diélectriques de matériel et de dysfonctionnement de systèmes;

La propagation des ondes de chocs de foudre sur une ligne ou une structure métallique génèrent des surtensions susceptibles de créer un amorçage d'isolateurs, [8].

7 Déséquilibre

7.1 Définitions

Le phénomène de déséquilibre de tension est la situation où les trois tensions du système triphasé ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas décalées normalement les unes par rapport aux autres de 120° .

Le taux de déséquilibre est habituellement défini, en utilisant la méthode des composantes symétriques, par le rapport du module de la composante inverse à celui de la composante directe. Les tensions inverses d'un réseau résultent de la circulation des courants inverses produits par des charges déséquilibrées. La formule suivante peut être utilisée:

$$\Delta U_i = \max(V_i - V_{moy}) / V_{moy}$$

Avec V_i = tension maximale de la phase i

$$V_{moy} = (V_1 + V_2 + V_3)/3$$

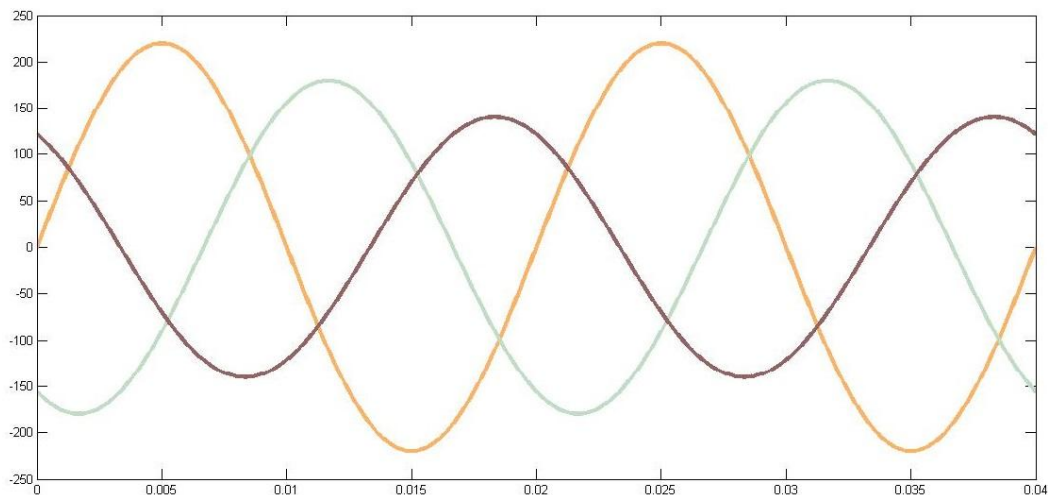


Figure 3.5 : Déséquilibre de Tension

Le taux de déséquilibre produit par une charge monophasée raccordée entre deux phases est pratiquement égal au rapport de la puissance de la charge à la puissance de court-circuit du réseau, [9].

7.2 Origines

La symétrie de la tension dépend fortement de la nature des récepteurs. Les réseaux électriques généralement triphasés alimentent des récepteurs triphasés mais aussi beaucoup de récepteurs monophasés. Les courants véhiculés ne seront pas identiques sur les trois phases. Ces courants déséquilibrés provoquent, par leur circulation dans les impédances du réseau, un déséquilibre de tension.

Les récepteurs monophasés les plus rencontrés sont des équipements BT mais des déséquilibres peuvent aussi provenir de niveaux de tension plus élevée. Dans les réseaux de transport, des charges monophasées peuvent être raccordées soit entre phases soit entre phase

et neutre. L'asymétrie des impédances des lignes du réseau est une cause permanente de déséquilibre de tension. On y ajoute la présence de défauts monophasés ou biphasés qui provoquent des déséquilibres de tension qui persistent jusqu'au fonctionnement des protections.

La propagation des tensions inverses d'un réseau à un réseau de niveau de tension supérieure se fait avec une forte atténuation. Si la propagation se fait d'un réseau vers un réseau de niveau de tension inférieur, l'atténuation dépend de la présence de machines tournantes triphasées qui ont un effet rééquilibrant. [9]

7.3 Effets

Le principal effet du déséquilibre étant l'échauffement des enroulements des machines tournantes, le cas le plus grave du déséquilibre est la coupure d'une phase, circonstance qui peut rapidement conduire à la destruction de la machine.

Les redresseurs polyphasés pour lesquels chacune des tensions d'alimentation participe à la sortie continue sont aussi sensibles à une alimentation déséquilibrée. Celle-ci provoque une ondulation inopportune de la tension continue et des harmoniques non caractéristiques du réseau.

8 Conclusion

La qualité de l'énergie électrique est définie comme son aptitude à assurer une alimentation continue et satisfaisante des appareils qui l'utilisent.

La continuité de l'alimentation est pressentie par le client comme un facteur décisif de la qualité de l'énergie. Elle est estimée par le nombre de coupures longues affectant l'alimentation par unité de temps. La continuité de l'alimentation dépend de la conception des réseaux publics et industriels. Elle est tributaire des choix techniques et des investissements mis en œuvre pour assurer l'alimentation d'un point ou d'une zone donnée. Elle est le plus souvent perçue comme un compromis « technico - commercial ».

La qualité de la tension, quant à elle est étroitement liée à l'absence de perturbations et au maintien de l'amplitude et de la fréquence dans des valeurs prédéfinies.

La qualité de l'énergie électrique est un thème stratégique pour les fournisseurs d'électricité, les entreprises industrielles et les constructeurs d'équipements électriques, essentiellement pour les raisons suivantes:

- ✓ la réduction des coûts liés à la perte de continuité de service,
- ✓ la généralisation d'équipements sensibles aux perturbations de la tension et/ou eux même générateurs de perturbations.

La détérioration de la qualité de la tension est un fait auquel sont exposés tous les exploitants du domaine électrique. Qu'ils soient gestionnaires du réseau transport, distributeurs, consommateurs ou fabricants, tous se partagent la responsabilité de préserver la qualité de l'alimentation.

Plusieurs précautions peuvent être prises pour améliorer la qualité de la tension mais elles s'inscrivent toutes sous la logique d'atténuer les effets des perturbations et n'ont pas d'y mettre terme, ceci revient en majeure partie à la nature aléatoire et intempestive de certaines perturbations telles les creux de tension, les coupures et les surtensions mais aussi à l'impossibilité de se passer de l'utilisation d'appareils qualifiés de perturbateurs comme les fours à arc électrique, les machines tournantes et les dispositifs d'électronique de puissance dont l'industrie dépend amèrement.

Il est de plus raisonnable de se pencher sur l'éventualité de limiter l'émission et la circulation des perturbations dans le réseau électrique. Une telle démarche permettra aussi de spécifier la responsabilité de chaque partie dans la dégradation de la qualité de la tension.

CHAPITRE II:

Les Indices Représentatifs De La Qualité De La Tension

1 Introduction :

L'adoption d'un ensemble commun d'indices de la qualité de la tension, recommandés internationalement permettra au distributeur d'électricité de mesurer et d'enregistrer les niveaux de qualité d'une manière cohérente et harmonisée.

Pour les perturbations du régime stable, tel que les harmoniques, le flicker et le déséquilibre de tension, on peut distinguer deux catégories d'indices en fonction de leur utilisation, [10].

- ✓ Indices pour la planification : objectifs interne de qualité que le distributeur fixe pour sauvegarder la qualité de la tension que desservent ses réseaux ;
- ✓ Indices pour les caractéristiques de la tension : pour communication extérieure des performances du système électrique.

Pour évaluer les caractéristiques de la tension, on peut aussi distinguer deux niveaux d'indices:

- ✓ Indices de site : Les performances au niveau d'un site spécifique;
- ✓ Indices de système : Les performances d'un système électrique.

De tels indices peuvent être définis comme étant « les caractéristiques de la tension » qui s'appliquent aux réseaux électriques. Les normes existantes couvrent la basse et moyenne tension. Les systèmes de haute et très haute tension (HT-THT) sont couverts par les recommandations des rapports techniques de référence (CIGRE/CIREN ([11], [12] et CEI ([13], [14], [15], [16] et [17]) . On tient compte des types d'indices de qualité suivants :

- ✓ les niveaux de planifications : on peut les considérer comme les objectifs internes de qualité.
- ✓ les caractéristiques de la tension : on peut les considérer comme des objectifs externes de qualité.
- ✓ les niveaux de compatibilité : ce sont des valeurs de références permettant de coordonner l'émission et l'immunité des équipements afin de garantir la compatibilité électromagnétique dans l'ensemble du système électrique.

2 Harmoniques

2.1 Les indices représentatifs de la qualité de la tension :

L'obtention des indices d'harmoniques consiste en plusieurs étapes :

- ✓ obtenir le spectre de la tension sur un intervalle de temps donné.
- ✓ obtenir l'indice du site à partir des spectres sur une période donnée.
- ✓ obtenir un indice système à partir des indices des sites.

Dans la littérature technique on trouve plusieurs méthodes d'obtention du spectre mais la méthode utilisée presque exclusivement dans la surveillance de la qualité de la tension est la transformée de Fourier. Les normes internationales CEI 61000-4-7 et 61000-4-30 définissent le processus de mesure. La méthode procède comme suit:

- ✓ obtenir le spectre sur un intervalle de temps (fenêtre temporelle) à 1cycle ($f = 50\text{Hz}$), l'intervalle doit être synchronisée sur la fréquence du réseau durant les mesures.
- ✓ les spectres (en valeurs efficaces) sont moyennés sur un intervalle de 3sec et les valeurs ainsi obtenues sont considérées comme ($U_{h,vs}$) de très courte durée « very short time »
- ✓ les valeurs 3sec sont moyennées sur un intervalle de temps de «10mn» et les valeurs

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

ainsi obtenues sont considérées comme indices de courte durée «short time indices»

- ✓ Les valeurs « 3sec » et « 1mn » sont estimées sur une période d'une journée ou une semaine fonction de l'indice recommandé.

2.2 Comparaison d'indices existant :

La comparaison des indices d'harmoniques entre respectivement les publications CEI et les différentes normes nationales ou régionale et guides sont résumés sur les tableaux 2 et 3. Il montre que la norme de référence pour effectuer les mesures d'harmoniques est la CEI 61000-4-7, [15].

Pratiquement, l'indice le plus en commun pour la tension harmonique est celui qu'on nomme « short time » ou valeur de $U_{h,sh}$ 10mn, il est essentiellement utilisé pour les caractéristiques de la tension et les niveaux d'harmoniques à comparer avec les objectifs de la qualité, c'est généralement la valeur correspondant à la probabilité 95% des statistiques hebdomadaires (valeur non dépassée pendant 95% du temps). En ce qui concerne les niveaux planifiés, les indices sont définis avec plus de détails dans le rapport technique CEI 61000-3-6, [13].

Indices de tension harmonique		Normes internationales ou Guide	
Norme / Document		CEI 61000-3-6 2008 [13]	CEI 61000-4-30 2003
Statut		Rapport technique	Norme internationale
Objet		Niveaux de planification indicatifs pour les limites d'émission	Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation
Indices/Evaluation	Très courte durée (3-s)	$U_{h,vs}$ 99% quotidienne	$U_{h,vs}$ (X% comme convenu)
	Courte durée (10mn)	$U_{h,sh}$ 95%. hebdomadaire	$U_{h,vs}$ 95% hebdomadaire ou (X% comme convenu)
	Autres	-	Nombre ou % de valeur dépassant les valeurs contractuelles
Période pour l'évaluation statistique		Une semaine minimum	Au moins une semaine ou plus comme convenu
Méthode de mesure		CEI 61000-4-7 [19].	CEI 61000-4-7 [15].
Remarques		Couvre de la MT à la THT	Propose des indices comme guide pour les applications contractuelles

Tableau 2.1: Indices d'harmoniques de tension selon les publications CEI.

D'autres normes et guide recommandent aussi des indices similaires à ceux mentionnés ci-dessus :

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

Indice de tension harmonique	Norme / Document	Statut	Régions d'application	Objet	Indices / évaluation			Période pour l'évaluation statique	Méthode de mesure	Remarque
					Très courte durée (3 sec)	Courte Durée (10 min)	Autres			
Normes nationales ou régionale • Guides	H.-Q. Voltage Characteristics [32]	document	Québec, Canada	Caractéristiques de la tension d'alimentation		$U_{h,sh} + THD_{95\%}$ hebdomadaire		Une semaine	CEI 61000-4-7 [19]	S'applique en BT- MT & HT-THT
	ER P28 [31]	Norme nationale	Grande Bretagne	Niveaux de planification pour contrôler les émissions		$U_{h,1-min} + THD_{95\%}$ hebdomadaire		Une semaine	Méthode de mesure spécifique	S'applique en BT- MT & HT-THT
	Contrat Emeraude EDF-A.2 [29]	Contrat de fourniture	France	Caractéristiques de la tension d'alimentation		$U_{h,sh} + THD_{Max}$		Au moins une semaine ou plus	CEI 61000-4-7 [19]	Couvre : BT- MT & HT-THT
	NRS048-2 2003 [30]	Norme nationale	Pays d'Afrique du Sud	Standard minimum utilisé	Aucun indice défini	$U_{h,sh} + THD_{95\%}$ hebdomadaire	95%	Une semaine minimum	Méthode de mesure spécifique	Couvre : BT- MT & HT-THT
ANSI/IEEE 519 :1992 [23]	Norme ANSI Pratiques recommandées	Quelques pays la plupart en Amérique	Pratiques recommandées pour les limites d'émission	Aucun indice défini		95%	Non défini	Aucune méthode de mesure spécifique	BT - THT actuellement en révision	
ENS0160 2007 [27]	Norme européenne	31 pays européens	Caractéristiques de la tension d'alimentation fournie par les réseaux publics de distribution		$U_{h,sh} + THD_{95\%}$ hebdomadaire		Une semaine	CEI 61000-4-7 [19]	S'applique en BT et MT	

Tableau 2.2: Comparaison des indices d'harmonique entre différentes Normes & Guides.

2.3 Indices pour les niveaux de planifications :

La comparaison des niveaux réels d'harmoniques est recommandé, en utilisant la norme de base, la CEI 61000-4-30 [18]. La période minimale d'évaluation doit être une semaine. Les indices sont :

- ✓ La plus grande valeur hebdomadaire de probabilité 99% de $U_{h,vs}$ [Valeur efficace des composants harmoniques individuelles sur des périodes « très courtes » (3 s)] ne doit pas dépasser le niveau de planification multiplié par le facteur $K_{h,vs}$;
- ✓ La valeur journalière de probabilité 95% de $U_{h,sh}$ [Valeur efficace « rms » des composants harmoniques individuelles sur des périodes « courtes » (10 min)].

Le concept du marquage cependant comme introduit dans la norme CEI 61000-4-30 ne peut que marquer les données contenant des transitoires s'ils causent le dépassement de la tension efficace hors sa gamme normale.

2.3 Indices pour la caractéristique de la tension :

2.3.1 Indices de site :

Pour des raisons pratiques, telles que, permettre une comparaison facile des caractéristiques de la tension BT - MT et HT - THT ; et aussi pour avoir des méthodes de surveillances communes il est recommandé d'utiliser les indices de site pour les caractéristiques de la tension des réseaux HT - THT comme définit dans la norme EN 50160 pour les réseaux BT - MT, d'où :

- ✓ Le pourcentage 95% hebdomadaire de la valeur d' $U_{h,sh}$ (Composantes individuelles d'harmoniques de tension et THD).

2.3.2 Indices de système :

L'indice de système représente la valeur de l'indice de site n'étant pas dépassé dans la majorité (90%, 95% ou 99%) des sites surveillés du système. Le pourcentage de site est établi par accord entre le gestionnaire du réseau et la commission de régulation, [11].

2.4 Catégorisation et échantillonnage de site :

Les indices système doivent être basés sur une large et représentative sélection de sites surveillés. Une couverture complète peut vraiment être obtenue uniquement si 100% de tous les sites sont surveillés. Cependant en reconnaissant les facteurs primaires d'influence et en considérant la catégorisation des sites il doit être possible d'installer des équipements de mesure de manière ciblée permettant d'extrapoler le résultat d'évaluation à l'ensemble des sites que comporte le réseau de transport.

2.5 Considération sur la surveillance des harmoniques :

La mesure précise de la distorsion harmonique requiert un instrument muni d'un transformateur à large bande passante. Spécialement en HT et THT ce qui est difficile à réaliser avec les transformateurs disponibles sur le marché. Les transformateurs montrent des fréquences de résonances aussi basses que 600 Hz (12^{ème} harmonique pour $f = 50$ Hz). Ce qui peut affecter sérieusement les résultats car les harmoniques doivent être considérés jusqu'au rang 40, [26]. Pour cette raison, seules les mesures d'harmoniques utilisant les transformateurs de potentiel magnétiques sont rapportées dans les campagnes de mesures rencontrées dans la littérature technique.

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

3 Flickers

Afin de standardiser l'évaluation du Flicker un équipement a été développé : **Le flickermètre.**

L'algorithme du flickermètre comme défini dans la norme CEI 61000-4-15 [18] (flickermètre, spécifications fonctionnelles et de conception) donne en sortie deux indices :

- ✓ Le P_{st} sévérité du flicker de courte durée - « short time » - 10 minutes.
- ✓ Le P_{lt} sévérité du flicker de longue durée - « long time » - 2 - heures. Calculé à partir des valeurs P_{st} .

Les indices de sévérité du Flicker (P_{st} et P_{lt}) sont exprimés en per unit du seuil d'irritabilité du Flicker qui est le niveau considéré irritable par les innombrables personnes ayant participé au test.

3.1 Indices existants

La publication CEI 61000-3-7 [14] : se réfère à la CEI 61000-4-15 [18] pour les mesures. La période minimale des mesures doit être une semaine.

Pour le Flicker les indices doivent être :

- ✓ La valeur hebdomadaire de probabilité 95% du P_{st} .
- ✓ La valeur hebdomadaire de probabilité 99% du P_{st} .
- ✓ La valeur hebdomadaire de probabilité 95% du P_{lt} .

La norme CEI 61000-4-30 aussi se réfère à la norme CEI 61000-4-15 [18] pour la mesure du Flicker (classe A).

Certaines perturbations telles que les creux de tension, les surtensions et les coupures sont susceptibles de provoquer un effet similaire à celui du flicker, et par conséquent, une mesure des indices P_{st} et P_{lt} . Ces valeurs mesurées seront par la suite supprimées des statistiques.

Un des indices P_{st} ou P_{lt} peut être considéré. La période d'évaluation minimale doit être une semaine.

Dans la CENELEC EN 50160, l'indice à utiliser est la valeur hebdomadaire du P_{lt} à 95% de l'intervalle de temps. Plusieurs gestionnaires de réseaux dans le monde l'utilisent en HT - THT.

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

3.2 Comparaison des indices de flicker :

Indices de Flicker		Publications CEI	
Norme / Document		CEI 61000-3-7 2008 [14]	CEI 61000-4-30 2008
Statut		Rapport technique	Norme internationale
Objet		Niveaux de planification indicatifs pour les limites d'émission	Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation
indices/Evaluation	Courte durée (10min)	P_{st} 95% où 99% hebdomadaire	P_{st} 99% hebdomadaire (X% comme convenu)
	Longue durée (2 heures)	P_{lt} 95% hebdomadaire	P_{lt} 95% hebdomadaire (X% comme convenu)
	Autres	-	Nombre ou % de valeur dépassant les valeurs contractuelles
Période pour l'évaluation statistique		Une semaine minimum	Au moins une semaine ou plus comme convenu
Méthode de mesure		CEI 61000-4-15 [21]	CEI 61000-4-15 [18]
Remarques		Couvre de la MT à la THT	Propose des indices comme guide pour les applications contractuelles.

Tableau 2.3:Indices de flicker prescrit par la CEI

Relation entre P_{st} et P_{lt} :

Selon le CIGRE, sur la base des valeurs mesurées pour 37 sites de la BT à la THT situés à proximité d'un four à arc, la relation suivante est vérifiée :

$$P_{st} = 0,84 P_{lt}$$

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

Indice de Flicker	Norme / Document	Statut	Régions d'application	Objet	Indices / Evaluation			Période pour l'évaluation statique	Méthode de mesure	Remarque
					Cour--te durée (10 min)	Long--ue durée (2 heures)	Aut--res			
Normes nationales ou régionale & Guides	H.-Q. Voltage Characteristics [21]	document	Québec, Canada	Caractéristiques de la tension d'alimentation	P _{st}	95% hebdomadaire		Une semaine	CEI 61000-4-15 [10]	S'applique en BT-MT & HT-THT
	ER P28 [31]	Norme nationale	Grande Bretagne	Niveaux de planification pour contrôler les émissions	P _{st}	Aucune autre spécifique		Suffisant pour enregistrer le cycle complet de fonctionnement	CEI 868	Publié en 1989
	Contrat Emeraude EDF-A.2 [29]	Contrat de fourniture	France	Caractéristiques de la tension d'alimentation	P _{st}	Aucune autre spécifique		Au moins une semaine ou plus	CEI 61000-4-15 [21]	HTA: 1 à 50 kV HTB: > 50 kV
	NRS048-2 2003 [19]	Norme nationale	Pays d'Afrique du Sud	Standard minimum utilisé par la commission de régulation	P _{st}	95% hebdomadaire		Une semaine minimum	CEI 61000-4-15 [10]	S'applique en BT et MT
	ENS0160 2007 [16]	Norme européenne	31 pays européens	Caractéristiques de la tension d'alimentation fournie par les réseaux publics de distribution	P _{st}	95% hebdomadaire		Une semaine	CEI 61000-4-15 [21]	S'applique en BT et MT

Tableau 2.4: comparaison des indices de flicker entre différents Normes et Guides

3.3 Indices pour les niveaux de planification :

Il est recommandé que les valeurs P_{st} doivent être suffisantes pour évaluer les niveaux de planification afin de pouvoir contrôler les émissions à court terme. Les indices suivants peuvent être utilisés :

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

- ✓ La valeur hebdomadaire de probabilité 95% du P_{st} .
- ✓ La valeur hebdomadaire de probabilité 99% du P_{st} .
- ✓ La valeur hebdomadaire de probabilité 95% du P_{lt} .

3.4 Indices pour la caractéristique de la tension :

3.4.1 Indices de site :

Comme pour les harmoniques il est recommandé de retenir pour les caractéristiques de la tension des réseaux HT et THT les mêmes indices de sites pour définis par l'EN 50160 pour les réseaux BT et MT.

3.4.2 Indices de système :

Pour les indices de système de Flicker, une limitation courante est que, dans plusieurs réseaux électriques, les mesures du Flicker souvent conduites qu'au niveau de quelques sites situés à proximité des charges fluctuantes. En conclusion un indice de système pour le Flicker ne doit pas être recommandé pour des applications générales, [18].

3.5 Considération pour la surveillance du Flicker :

La durée de la période de mesure est importante, elle doit être d'au moins une semaine, les considérations spécifiques suivantes auront un impact sur l'évaluation du flicker, [11] :

- ✓ les changements dans le réseau qui engendrent des changements significatifs dans le niveau d'incident au point de mesure (Point de Couplage Commun du client perturbateur);
- ✓ la composition de la charge du four à arc ;
- ✓ taille de la charge du four à arc;
- ✓ l'effet de la foudre sur les creux de tension et en conséquence des fluctuations sévères de tension;
- ✓ effets à long terme tel que la fermeture temporaire de certaines industries alimentées par le même jeu de barre;
- ✓ mauvais fonctionnement ou défaillance possible des compensateurs de Flicker tels que les SVC(s).
- ✓ variations des niveaux d'émission de Flicker d'une charge selon son processus de fonctionnement.

La période d'évaluation devrait être suffisamment longue pour la prise en compte de ces variations.

4 Déséquilibre

4.1 Indices existants :

On ne tient compte que du fondamental. Toutes les composantes harmoniques doivent être éliminées en utilisant l'algorithme de la DFT (Transformée de Fourier Discrète). A partir des intervalles à 10 cycles, à 3sec, à 10 minutes. L'ensemble des mesures ainsi que la procédure d'évaluation est définit en détail dans la CEI 610004-30. Le rapport technique CEI 61000 - 3 - 13 [7] propose les indices suivants pour une période de mesure minimale d'une semaine :

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

Indices de déséquilibre en Tension		Publication CEI		Travaux CIGRE
Norme/Document		CEI 61000-3-13 2008 [18]	CEI 61000-4-30 2003	CIGRE 1992 203 [13]
Statut		Rapport technique	Norme Internationale	Rapport technique
Régions d'applications		Niveaux de planification indicatifs pour les niveaux d'émission	Méthode de mesure de la qualité de la tension	Evaluation de la qualité de la tension en relation avec les harmoniques, le flicker et le déséquilibre
Indices/ Evaluations	Très courte durée (3sec)	$U_{neg,vs}$ 99% journalier		$U_{neg,vs}$ 95% journalier
	Courte durée (10 min)	$U_{neg,sh}$ 95% hebdomadaire	$U_{neg,sh}$ 95% hebdomadaire(ou comme convenue)	$U_{neg,sh}$ max hebdomadaire (laissé à l'étude)
	Longues durée (2 heures)		$U_{neg,lt}$ 95% hebdomadaire	
Période pour l'évaluation statique		Au moins une semaine	Au moins semaine ou comme convenue	Minimum de quelques jours y compris le weekend
Remarque		Couvre de la MT à la THT	Proposition d'indices comme guide pour les applications contractuelles	Proposition d'indices comme guide pour les applications contractuelles

Tableau 2.5:Indices de déséquilibre de la tension selon la CEI et la CIGRE

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

4.2 Comparaison des indices de déséquilibre :

Indice de Déséquilibre	Norme / Document	Statut	Régions d'application	objet	Indices / Evaluation			Période pour l'évaluation statique	Méthode de mesure	Remarque
					Très court durée (3 s)	Courte durée (10 min)	Longue durée (2 heures)			
Normes nationales ou régionale & Guides	H.-Q. Voltage Characteristics [21]	Document	Québec, Canada	Caractéristiques de la tension d'alimentation		95% hebdomadaire	Une semaine	CEI 61000-4-15 [10]	S'applique en BT- MT & HT-THT	
	ER P28 [20]	Norme nationale	Grande Bretagne	Niveaux de planification pour contrôler les émissions		Valeur maximale de la séquence négative mesurée sur une	Suffisant pour représenter la machine rotative (peut	CEI 868	S'applique en 132 Kv et en dessous	
	Contrat Emeraude EDF-A.2 [29]	Contrat de fourniture	France	Caractéristiques de la tension d'alimentation		Aucune autre spécification	Au moins une semaine ou plus	CEI 61000-4-15 [21]	HTA : 1 à 50 kV HTB : > 50 kV	
	NRS048-2 2003 [30]	Norme nationale	Pays d'Afrique du Sud	Standard minimum utilisé par la commission de régulation		U _{negsh} 95% quotidien	Une semaine minimum	CEI 61000-4-15 [10]	S'applique en BT et MT	
	EN50160 2007 [27]	Norme européenne	31 pays européens	Caractéristiques de la tension d'alimentation fournie par les réseaux publics de distribution		U _{negsh} 95% hebdomadaire	Une semaine minimum	CEI 61000-4-15 [10]	S'applique en BT et MT	

Tableau 2.6: Comparaison des indices de déséquilibre entre différentes Normes & Guides

4.3 Indices pour les niveaux de planification :

Il est préconisé de comparer le niveau réel du déséquilibre de tension provenant de toutes les charges déséquilibrées avec le niveau de planification, en utilisant les deux indices suivants :

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

- ✓ La valeur journalière de probabilité 99% de $U_{neg, vs}$ [Valeur efficace du facteur de déséquilibre de la tension sur des périodes très courtes 3-sec]
- ✓ La valeur hebdomadaire de probabilité 95% d' $U_{neg, sh}$ [Valeur efficace du facteur de déséquilibre de la tension sur des périodes courtes 10-mn].

La norme de base à utiliser est la CEI 61000-4-30 . La période minimale d'évaluation doit être une semaine.

4.3.1 Indices de site :

Pour les systèmes électriques HT et THT il est recommandé d'utiliser, pour les caractéristiques de la tension, les indices de site définis par la norme EN 50160 [15]:

- ✓ La valeur hebdomadaire de pourcentage 95% d' $U_{neg, sh}$ (facteur de déséquilibre de tension - composante inverse - sur des périodes de 10-mn)

4.3.2 Indices de système :

L'indice de système recommandé est la valeur de l'indice de site non dépassée pour un pourcentage élevé (90, 95 et 99%) de sites.

4.4 Considération sur les indices du déséquilibre :

Il est à souligner que des imprécisions de mesures sont dues au déséquilibre des charges secondaires ainsi qu'aux imprécisions dans d'autres parties de la chaîne de mesure. La précision globale du système de mesure se trouve limitée dans le cas du déséquilibre de tension à cause du grand impact des plus petites erreurs sur les résultats.

Type de perturbation	Harmonique		flicker		Déséquilibre de tension	
	Niveau de planification	Caractéristiques de la tension	Niveau de planification	Caractéristiques de la tension	Niveau de planification	Caractéristiques de la tension
Indices de site Recommandés	Journalier 95% de $U_{h, vs}$	Hebdomadaire 99% de $U_{h, sh}$	Hebdomadaire 95% de Pst	Hebdomadaire 95% de Pit	Journalier 99% de $U_{neg, vs}$	Hebdomadaire 95% de $U_{neg, sh}$
	Hebdomadaire 99% de $U_{h, sh}$		Hebdomadaire 99% de Pst		Hebdomadaire 95% de $U_{neg, sh}$	
	Hebdomadaire 99% de $U_{h, vs}$		Hebdomadaire 95% de Plt		Hebdomadaire 99% de $U_{neg, vs}$	

Tableau 2.7 : Résumé des indices de site recommandés dans la littérature pour les perturbations en régime permanente .

5 Creux de tension

5.1 Indices existants :

5.1.1 Indices du creux de tension individuels :

La définition et la méthode de mesure caractérisant un creux de tension sont fournies par la norme CEI 61000-4-30 (en terme d'amplitude et de durée).

Pour la mesure d'un creux de tension la norme CEI 61000-4-30 stipule que « la base de la mesure d'un creux de tension et de surtensions à fréquence industrielle doit être $U_{\text{rms}} (1/2)$ sur chaque voie de mesure : $U_{\text{rms}} (1/2)$ est la valeur efficace de la tension mesurée sur un cycle et rafraîchie chaque demi cycle » [Classe A de mesure seulement]

Un creux de tension est caractérisé par une paire de données, soit la tension résiduelle et la durée ou la profondeur et la durée:

- ✓ La tension résiduelle est la plus petite valeur $U_{\text{rms}} (1/2)$ mesurée sur n'importe quelle voie durant le creux.
- ✓ La profondeur est la différence entre la tension de référence et la tension résiduelle. Elle est généralement exprimée en % de la tension nominale ou déclarée.
- ✓ La durée du creux de tension est la différence dans le temps entre le début et la fin du creux de tension.

5.1.2 Autres caractéristiques :

Le choix du seuil d'un creux de tension est essentiel pour estimer la durée de l'événement. Les événements sont considérés comme creux de tension uniquement quand la tension efficace chute en dessous du seuil. L'utilisateur doit déclarer la tension de référence utilisée.

Les enveloppes des creux de tension peuvent ne pas être rectangulaires, par conséquent, pour un creux de tension donné, la durée mesurée est dépendante de la valeur sélectionnée pour le seuil du creux.

Un nombre d'autres caractéristiques pour les creux de tension sont mentionnées dans la norme CEI 61000-4-30. L'utilisation de caractéristiques des indices additionnels peut donner plus d'informations sur l'origine du creux, le système électrique et sur l'effet du creux sur les équipements.

Le document technique CEI 61000-2-8 [15] se réfère aussi à la norme CEI 61000-4-30 pour les mesures mais introduit un nombre de recommandations additionnelles pour le calcul des indices de creux de tension. Les valeurs recommandées sont 90% et 91%, respectivement, pour le début et la fin du creux, et 10% pour le seuil de coupure. Les creux impliquant plus d'une phase doivent être désignés comme un événement individuel s'ils s'empêtrent dans le temps.

5.2 Méthodes de relevé de creux tension pour un site ou pour un système :

Différentes méthodes pour relever les creux de tension sont utilisées habituellement ou sont recommandées. Le présent document indique et compare les avantages et les inconvénients entre chacune d'elles :

5.2.1 Indice SARFI :

SARFI « System Average RMS variation Frequency Index » est l'indice de creux

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

le plus recommandé.

Le terme « RMS variation » est utilisé dans la littérature US pour indiquer tous les événements dans lesquels la tension efficace (rms) dévie de manière significative (typiquement vu comme plus de 10%) à partir de sa valeur nominale. Ceci inclus les creux de tension, les surtensions et les coupures longues.

L'indice SARFI x (où X est un nombre entier entre 0 et 100%) donne le nombre d'événements par année avec une durée comprise entre 0,5 cycle et 1 minute et une tension résiduelle inférieur à $X\%$. D'où SARFI₇₀ donne le nombre d'événements avec une tension résiduelle inférieur à 70%.

5.2.2 Table Amplitude-Durée :

Les performances d'un site de même que ceux d'un système sont souvent décrites en forme de tables de creux de tension.

Différents formats de table sont discutés dans la norme IEEE 493, [19] mais seulement celle dite table de densité est d'un usage commun. Les colonnes de la table représentent les gammes de durée de creux de tension. Les lignes représentent la tension résiduelle.

La table de creux de tension recommandée par l'Unipede groupe DISDIP est donnée dans le tableau 11 suivant. Cette table est aussi incluse dans la publication CEI 61000-2-8 et dans l'IEEE P1564 draft 5, [20].

	20 - 100 ms	100 - 150 ms	0,5 - 1 s	1 - 3 s	3 - 20 s	20 - 60 s	60 - 80 s	> 180 s
85 - 90 %								
70 - 85 %								
40 - 70 %								
10 - 40 %								
< 10 %								

Tableau 2.8: Table des densités comme recommandées par l'UNIPEDE.

Le rapport technique CEI 61000-2-8 [15] conclu que les creux de tension doivent être classés par leur profondeurs et leurs durées en concordance avec la table ci - dessous. Les creux de tension impliquant plus d'une phase doivent être désignés comme un événement singulier s'ils se chevauchent dans le temps. Cette table est aussi incluse dans l'IEEE P1564 draft 5.

	1 cycle - 0.1 s	0,1 - 0,25s	0,25	0,5 - 1s	1 - 3 s	3 - 20s	20 - 60s	60 - 180s
80 - 90%								
70 - 80%								
60 - 70%								
50 - 60%								
40 - 50%								
30 - 40%								
20 - 30%								
10 - 20%								
< 10								

Tableau 2.9: Présentation des résultats selon la norme CEI 61000-2-8

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

La CEI 61000-4-11 [20] prescrit un nombre de durées et de tension résiduelles pour le test d'équipements. Ces valeurs sont utilisées dans l'IEEE P1564 draft 5, [20] pour la définition de table de creux de tension.

Tension résiduelle	Durée du sag de tension				
	< 1 cycle	1 cycle - 200 ms	0,2 - 0,5 s	0,5 - 5 s	5 s - 5min
70 - 80 %					
40 - 70%					
10 - 40%					
< 10%					

Tableau2.10: Présentation de résultats basée sur la CEI 61000-4-11 selon IEEE

5.2.3 Diagramme de zones de performances/Sensibilité aux creux :

Les gestionnaires de réseaux Sud-Africain ESCOM a développé des approches pour définir les zones spécifiques sur un plan amplitudes/durée en vue d'élaborer un guide généralisé sur les zones où les creux peuvent apparaître, et les zones où les clients raccordés peuvent être affectés par ces creux. Le but de ces zones généralisées est de réduire le nombre d'indices devant être rapportés et gérés, basé sur le groupement le plus approprié d'évènements de creux [21].

Tension résiduelle U	Durée t		
	20 < t < 150 (ms)	150 < t < 600 (ms)	0.6 < t < 3 (s)
90 > U > 85	Y	Y	
85 > U > 80		Y	Z1
80 > U > 70	X1	S	Z2
70 > U > 60		X1	
60 > U > 40		X2	
40 > U > 0	T		

Tableau 2.11: Méthode de rapportage de creux selon NRS-048-2 : 2003 [19].

- ✓ La zone grise type Y reflète les creux pouvant apparaître fréquemment sur des réseaux HT et MT, contre quoi les clients doivent protéger leurs installations.
- ✓ Les zones type X (X1 et X2) reflètent le temps normal d'élimination de défauts par les dispositifs de protection en HT, d'où un nombre significatif d'évènements sont prévus d'apparaître dans cette zone. Les clients ayant des équipements sensibles doivent se prémunir de protection contre au moins les creux de la zone de type X1 qui sont plus fréquent. La zone de type T reflète les incidents qui ne sont pas prévus d'apparaître régulièrement.
- ✓ Les creux de type S peuvent apparaître là où les protections à minimum d'impédance sont utilisées ou bien là où le recouvrement de la tension est retardé.
- ✓ Les creux de type Z reflètent le fonctionnement problématique des protections (particulièrement les évènements de type Z2).

La méthode de rapportage des creux utilise un seuil de tension résiduelle à 70% et un seuil en durée de 600 ms. Basée sur des mesures entre phases, cette zone (Z) définit les creux qui n'apparaissent pas souvent, particulièrement sur les réseaux HT.

5.3 Comparaison entre les indices de creux :

5.3.1 Indice SARFI :

Avantages :

- ✓ Le nombre réduit d'indices facilite la comparaison entre différents sites, différents systèmes ainsi que les variations d'année en année.
- ✓ La simplicité de cette méthode a fait qu'elle est devenue largement utilisée.
- ✓ L'indice ne dépend que du nombre total d'évènements. Quand les indices sont utilisés pour quantifier les performances du système électrique il y'aura un véritable motif pour réduire le nombre de défauts. Ceci a aussi un effet positif sur la fiabilité (nombre d'interruptions).

Inconvénients :

- ✓ Les indices ne sont pas appropriés pour la plupart des équipements.
- ✓ Toute l'information sur la durée est perdue. Quand les indices sont utilisés pour quantifier les performances du système, il n'y a pas d'incitation à réduire le temps d'élimination des défauts.
- ✓ cette méthode est moins appropriée comme indice de système que comme indice de site. La méthode peut être ajustée pour couvrir un pourcentage de 95% de valeurs ce qui la compliquerait d'avantage.

5.3.2 Table UNPEDE :

Avantage :

- ✓ Le nombre d'indices est limité mais il suffisamment détaillé pour une comparaison avec les performances du système.
- ✓ Les tables de creux de tension sont faciles à comprendre, ce qui favorise leur large utilisation. Ce choix spécifique de gamme d'amplitudes et de durée est généralement utilisé.
- ✓ Le même format peut être utilisé pour la moyenne, 50%, 95% et la valeur maximale.
- ✓ La table couvre les creux de très courte durée aux interruptions longues, aucun évènement n'est caché par un autre.
- ✓ Il est théoriquement possible d'inclure l'aspect non rectangulaire des creux de tension. Ceci, cependant, nécessite la redéfinition de la durée du creux.

Inconvénient :

- ✓ Le choix de valeurs pour la durée n'est pas adéquat comparés aux valeurs typiques apparaissant en pratique ;
- ✓ La durée s'étendant entre 1 second et 3 minutes ne contient presque jamais de creux. Dans la plupart des cas ces colonnes peuvent être fusionnées en une ou deux colonnes ;
- ✓ Pour des but de comparaison entre site te système la table n'est pas pratique.

5.3.3 Table selon CEI 1000-2-8, [15] :

Avantage :

- ✓ Elle est recommandée dans un rapport technique international [15], [20].

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

- ✓ Elle a tous les avantages d'une table de creux de tension.
- ✓ La gamme 100 - 500 ms a été dédoublée.

Inconvénient :

- ✓ La subdivision de la tension résiduelle en 9 gammes mènera à plusieurs cellules vides. Cette table a 72 cellules contre 35 dans la table UNIPÉDE.
- ✓ A des fins de comparaison de site et système la table est probablement très détaillée.

5.3.4 Table selon NRS 048-2, 2003, [19] :

Avantage :

- ✓ Un nombre relativement petit d'indices. Les valeurs des cellules X, S, T et Z permettant aux gestionnaires de réseaux le reportage des performances en creux.
- ✓ Elle a tous les avantages d'une table de creux de tension;
- ✓ Il y'a une relation direct avec les propriétés du système (menant au groupement typique des événements) et les propriétés d'immunité d'équipement.

Inconvénient :

- ✓ La table n'est pas généralement utilisée;
- ✓ La table se termine à 3s.

5.4 Evènements singuliers(E.S) :

Les indices des ES sont utilisés pour le diagnostic et le traitement de défauts. Le calcul des indices ES est un pas intermédiaire dans le calcul des indices de sites. Les indices ES recommandés sont la tension résiduelle et la durée de chaque événement de creux de tension. Il est recommandé de mesurer la tension dans les trois phases. CEI 61000-4-30.

5.5 Indices de site

Les indices de site sont utilisés pour l'évaluation de la compatibilité entre les équipements sensibles et le réseau électrique et peuvent aider dans le choix de la méthode de réduction des creux de tension.

Les indices de site sont calculés à partir des indices d'ES, i. e. la tension résiduelle et la durée obtenue pour tous les événements de creux de tension au niveau d'un site et durant une certaine période de temps. Pour les localités à forte variation saisonnière dans la fréquence d'évènement, une période de surveillance de trois à cinq années est recommandée pour incorporer les variations annuelles dans les effets saisonniers.

Les indices de site peuvent être présentés de différentes façons, parmi lesquelles :

- ✓ Comme table de creux de tension en accord avec les recommandations de l'UNIPÉDE - DISDIP ou les recommandations dans la CEI 61000-2-8, [15].
- ✓ Comme carte de contour en accord avec l'IEEE 1346, [22].
- ✓ Comme nombre d'évènements en dessous d'une certaine tension résiduelle (les indices SARFI comme dans l'IEEE Std 1564 draft 5) [20].
- ✓ Dans toute autre façon plus appropriée pour une application et site spécifiques.
- ✓ Les indices sites recommandés sont la tension résiduelle en pourcent et la durée en millisecondes.
- ✓ Pour l'évaluation de la compatibilité entre les équipements du réseau, un niveau

Chapitre II: Les indices représentatifs de la qualité de la tension

élevé de détails, concernant les conditions de mesure ainsi que les spécifications de l'équipement utilisé, est recommandé.

- ✓ Dans de nombreux cas, on a recours à une agrégation de temps pour éviter de compter deux fois des événements rapprochés dans le temps.
- ✓ La disponibilité du dispositif de surveillance doit être considérée dans le calcul des fréquences d'évènements pour les indices de site.

5.6 Indices de système

On peut considérer comme indice de système de creux de tension la valeur d'indice de site n'étant pas dépassée dans un pourcentage élevé de sites.

Il est recommandé pour les indices système issus de la surveillance des réseaux HT et THT, que les mesures de creux de tension utilisent la tension entre phases car elles donnent statistiquement une image qui est proche de celle vue par les équipements des utilisateurs que celle donnée par les mesures phase – neutre, [21].

5.7 Agrégation du temps

Plusieurs publications mentionnent l'agrégation de temps comme une méthode possible pour empêcher le double comptage d'évènement. Le raisonnement est que deux creux de tension identiques qui se produisent dans une fenêtre temporelle de courte durée n'auront pas souvent un impact double de chaque événement individuel. L'équipement va soit déclencher au premier événement ou ne pas du tout déclencher. Les discussions sur le choix d'agrégation de la fenêtre temporelle restent ouvertes [12]. Une des méthodes possibles est la suivantes : la tension résiduelle de l'évènement agrégé est la plus petite des valeurs des creux individuels ; la durée de l'évènement agrégé est la plus longue des durées des creux individuels. Quand les événements sont proches les uns des autres dans le temps. La durée de l'évènement agrégé est la somme des deux creux individuels, [12].

CHAPITRE III:

**Spécifications
Techniques Et
Normatives Des
Indices De Qualité
De La Tension**

1 Introduction

La définition d'objectifs de qualité diffère de celle des indices. Les niveaux de qualité ne sont pas absolus mais dépendent du coût que les clients sont disposés de payer. L'optimisation de la performance de la qualité de la tension du système électrique est un des rôles du distributeur. Le rôle du régulateur est d'assurer que ceci est effectué de manière économique pour l'ensemble du système électrique (réseau et charges raccordées).

2 Application des objectifs de qualité

2.1 Conditions normales :

Les conditions normales d'exploitation du système électrique comprennent classiquement toutes les variations de production, les variations de charge, toutes les situations de compensation d'énergie réactive, les coupures ou arrangements programmés pour des travaux d'entretien ou de construction, et les contraintes normales sous lesquelles le système est conçu pour fonctionner.

2.2 Surveillances

Il doit être noté qu'il n'est pas réaliste ni économique pour un gestionnaire de réseau de surveiller en permanence à toutes les interfaces. [12] Même si les objectifs de qualité sont dépassés dans de tels cas.

La surveillance de la qualité de la tension comme telle ne reflète que la situation au niveau d'un site ou système électrique comme ensemble ; Cependant elle ne renseigne pas sur la part de responsabilité d'une partie donnée (production, transport, distribution, utilisateurs, etc....) sur la dégradation de la qualité de la tension. Quoique des indices de qualité de la tension définis soient mesurés à un point de connexion spécifique sur un réseau de transport ou de distribution, les niveaux mesurés sont influencés par des perturbations qui ont pour origines d'autres parties de ce système électrique auquel ce point est interconnecté [12]

Malgré l'obligation pour un gestionnaire de réseau de fournir une tension avec un niveau donné de qualité, il reste encore techniquement difficile et coûteux de déterminer les responsabilités spécifiques en cas de non-conformité aux limites d'émission. Il n'est pas souvent évident de déterminer la part de responsabilité d'une partie donnée du niveau total de perturbation. Un tel diagnostic implique une surveillance intensive et coordonnée des courants et tensions à différents points du système électrique ; qui inévitablement ne peut être accomplie que par des Campagnes de durées limitées. Ce problème est susceptible de limiter pour un temps l'application pratique des pénalités qui peuvent être imposées par le gestionnaire du réseau en cas de non-conformité aux objectifs de qualité de la tension pour les harmoniques, le Flicker ou le déséquilibre. Plus de recherches sont certainement nécessaires avant que des méthodes de mesure largement acceptées, peuvent expliquer les responsabilités spécifiques des multiples sources perturbatrices [12].

3 Harmoniques

3.1 Objectives de qualités existants :

Le rapport technique CEI 61000-3-6 [13] : définit les niveaux de planification mais ne

Chapitre III: Spécifications techniques et normatives des indices de qualité de la tension

donne pas des valeurs indicatives car les niveaux de planification sont des objectifs internes de qualité qui diffèrent d'un cas à un autre en fonction de la structure du réseau et des circonstances.

Rangs impairs non multiples de 3		Rangs impairs multiples de 3		Rangs pairs	
Rang h	Tension harmonique %	Rang h	Tension harmonique %	Rang h	Tension harmonique %
5	2	3	2	2	1,5
7	2	9	1	4	1
11	1,5	15	0,3	6	0,5
13	1,5	21	0,2	8	0,4
17 < h < 49	1,9(17/h) - 0,2	21 < h < 45	0,2	10 < h < 50	1,9(10/h) + 0,16
THD	3 %				

Tableau 3.1: Valeurs indicatives de niveaux de planification de tensions harmoniques (en % de la tension nominale) en HT et THT selon la CEI 61000-3-6, [13].

NB : Par référence aux effets à court - terme (< 3 sec) des harmoniques, les niveaux de planification pour les composantes harmoniques individuelles doivent être multipliés par un facteur $K_{h,vs}$ pour assurer la compatibilité, [16] où :

$$K_{h,vs} = 1.3 + 0.7/(45(h - 5))$$

3.2 Comparaison entre les objectifs de qualités existants :

Les objectifs de qualité dans les réseaux de transport électriques à Haute et Très Haute tension ne sont pas directement liés à l'immunité des équipements des usagers car ces derniers ne sont pas directement connectés en HT ou THT. En effet, les niveaux indicatifs donnés dans la CEI 61000-3-6, [16] pour la HT et la THT sont bien inférieurs aux niveaux pouvant causer des perturbations immédiates sur les équipements. Les limites aux perturbations sur les réseaux de transport visent à coordonner entre les niveaux de perturbations des différentes parties et étages du réseau électrique. Par conséquent, les objectifs de qualité de la tension en HT et THT diffèrent d'un cas à un autre et dépendent de la configuration du réseau, des caractéristiques de transfert entre les différents niveaux de tension (atténuation ou amplification), le niveau de perturbation présent dans le réseau, ... etc. Ceci correspond à la définition des niveaux de planification.

3.3 Objectives pour les niveaux de planification :

Les niveaux de planification sont donnés dans la CEI 61000 - 3 - 6 [13] et reproduit dans le tableau 3.1

3.4 Objectives pour les caractéristiques de la tension :

Les caractéristiques de tension recommandées en HT - THT sont tout d'abord basées sur les résultats de mesure collectés par les CIGRE/CIREN, [12].

Le tableau 16 montre les objectifs recommandés en ce qui concerne les caractéristiques des harmoniques de tension en HT - THT :

Rang harmonique (h)	Tension harmonique MT (%)	Tension harmonique HT - THT (%)
3	5	2,5
5	6	3,0
7	5	2,5
11	3,5	1-7
13	3	1-7
17	2	1,2
19	1,5	1,2
23	1,5	0,8
25	1,5	0,8
THD	8	4

Tableau 3.2: Valeurs harmoniques recommandées pour les caractéristiques de la tension en MT - HT - THT.

4 Flicker

4.1 Objectives de qualités existants

Le tableau 3.4 résume les objectifs ayant rapport avec le Flicker.

Objectifs de Flicker		Document technique de référence
Norme / Document		CEI 61000-3-7 2008 [6]
Statut		Rapport technique
Objet		Niveaux de planification indicatifs pour les limites d'émission
Objectifs en HT et THT	Pst	0,8
	Plt	0,6
Remarques		Couvre de la MT à la THT

Tableau 3.3 : Objectifs relatifs au flicker.

4.2 Objectives pour les niveaux de planifications :

Les objectifs concernant les niveaux de planification sont semblables à ceux déjà indiqués dans la CEI 61000-3-7 [17]. Il est aussi recommandé de pondérer les niveaux de planification en HT et THT en tenant compte du coefficient de transfert entre THT, HT, MT et BT si des appareils d'éclairage sensibles au Flicker sont branchés.

	Niveaux de planification	
	MT	HT - THT
Pst	0,9	0,8

Tableau 3.4 : Valeurs recommandées pour les niveaux de planification du Flicker en MT-HT-THT

4.3 Evaluation des coefficients de transfert Flicker:

Le coefficient de transfert du Flicker entre deux points A et B est défini comme étant le rapport entre les valeurs du Pst, mesurées simultanément aux deux points.

$$T Pst_{ab} = Pst(B) / Pst(A)$$

Ce concept est utile en pratique, dans la procédure d'évaluation des limites d'émission pour les charges fluctuantes dans les réseaux électriques MT et HT.

- ✓ Durant l'évaluation des limites pour les charges fluctuantes en HT, l'attribution possible de niveaux d'émission élevés en HT doit être basée sur une bonne connaissance du coefficient de transfert du réseau HT amont vers les réseaux de distribution BT.
- ✓ Durant l'évaluation des limites pour les charges fluctuantes MT, on considère habituellement que le niveau de Flicker dans le réseau MT résulte de la combinaison du Flicker provenant du réseau HT amont et du Flicker résultant de toutes les charges fluctuantes connectées au réseau MT. Le coefficient de transfert de la HT vers la MT doit être connu.

A partir de diverses campagnes de mesures, il apparaît que le Flicker produit en THT ou HT est parfois atténué d'une façon significative dans les réseaux MT ou BT. Cette réduction est due essentiellement à la présence de charges tournantes dans ces réseaux, [12].

4.4 Objectives pour les caractéristiques de la tension :

Comme pour les niveaux de planification, les caractéristiques de la tension pour le Flicker en HT - THT peuvent être obtenues en divisant la valeur du Flicker en BT donnée par la EN 50160 [27] par le coefficient de transfert entre la THT, HT, MT et BT. Les indications données dans les sections précédentes s'appliquent aussi pour l'évaluation du facteur de transfert du Flicker. L'objectif recommandé est :

La valeur du flicker en BT donnée par l'EN 50160, [13] est $P_h < 1$ pendant 95% de temps pour chaque période de mesure d'une semaine.

5 Déséquilibre

5.1 Objectives de qualités existantes :

Documents techniques de référence	Directive 22 : 2006 [17]	Directive	Principes généraux de	/Evaluation			Remarques
				Très courte durée (3-s)	Courte durée (10-min)	Longue durée (2-heures)	
CEI 61000-3-13 2008 [18]	Norme / Document	Statut	Objet	-	-	-	1,4 en HT 0,8 en THT
CEI 61000-4-30 2003 [22]	Norme internationale	Norme internationale	Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation	n/a	n/a	n/a	Il peut atteindre Jusque 3%
CIGRE 1992 Document 36-203 [13]	Rapport technique	Rapport technique	Evaluation de la qualité de la tension en relation avec les harmoniques, le Flicker et le déséquilibre	1%	1%	-	Couvre de la BT jusqu'à la THT
			Principes généraux de	1%	1%	1%	Applicable à tous les

Tableau 3.5 : Comparaison entre les objectifs de déséquilibre de tension.

- ❖ Quelques objectifs de déséquilibre de tension en usage dans certains pays :
 - ✓ BELGIQUE : Limite de planification pour la haute tension = 1%
 - ✓ BRESIL : Déséquilibre de tension doit être inférieur à 2%
 - ✓ ITALIE : Limite de planification en HT = 1%
 - ✓ Allemagne : Selon VDEW 1992, le niveau de planification pour le déséquilibre de tension est 2%
 - ✓ USA : Selon ANSI C84.1 et NEMA MG1, un déséquilibre de tension dépassant 1%, La déconnexion des moteurs est nécessaire.

5.2 Objectives pour les niveaux de planification :

En HT et THT, les objectifs varient de 1% à 2%.

Considérant les pratiques courantes dans plusieurs pays ainsi que les résultats de mesures [12], Il est recommandé de retenir les objectifs suivants pour les niveaux de planification

Niveau de tension	Niveau de planification Uneg (%)
MT	1,8%
HT	1,4%
THT	0,8%

Tableau 3.6: Valeurs indicatives du déséquilibre de tension recommandées pour les niveaux de planification (en MT - HT - THT).

5.3 Objectives pour la caractéristique de la tension :

Considérant la norme existante EN 50160 pour la MT et les résultats de mesures pour le HT - THT [1] les objectifs du déséquilibre pour les caractéristiques de la tension appliqués à la valeur hebdomadaire de probabilité 95% d' $U_{neg,sh}$.

Niveau de tension	Caractéristiques de la tension Uneg (%)
MT	2% voir note
HT	2%
THT	1,5%

Note : Dans certaines régions, des déséquilibres de l'ordre de 3% peuvent se produire dans le cas d'alimentation de façon prédominante de charges monophasées.

Tableau 3.7 : Valeurs du déséquilibre de tension recommandées pour les caractéristiques de la tension (en MT - HT - THT).

6 Creux de tension

6.1 Objectives de qualités existants :

6.1.1 Normes ou guides internationaux :

Des objectifs appropriés de creux de tension ne figurent pas encore dans les normes internationales qui spécifient l'environnement pour les réseaux d'énergie électriques [12]. Les raisons principales pour expliquer cette situation sont le manque d'informations en rapport avec les creux de tension et la large différence entre les topologies des réseaux ainsi que les environnements d'exploitation.

6.1.2 Normes ou guides nationaux :

Dans la directive 22[16] les creux de tension auxquels les installations des utilisateurs du réseau de transport de l'électricité peuvent être soumises sont les suivants :

- Creux de tension de 100% pendant 200 ms pour le niveau 60 et 90 kV.
- Creux de tension de 100% pendant 120 ms pour le niveau de tension 220 et 400 kV.

Dans la norme Européenne EN50160 [23] les objectifs sont les mêmes pour la BT et la MT. Un creux de tension est défini comme un événement avec une tension résiduelle entre 90% et

1% de la tension et une durée entre 0,5 cycle et une minute. Les objectifs sont donnés en termes généraux. Elle prescrit que sous des conditions normales d'exploitation le nombre de creux de tension prévisible dans l'année peut varier de quelques dizaines jusqu'à 1000. La majorité des creux de tension ont une durée inférieure à 1 seconde et une tension résiduelle au-dessus de 40%. Cependant des creux de tension plus sévères (des tensions résiduelles inférieures, des durées plus longues) peuvent apparaître fréquemment.

Dans certaines zones les creux de tension avec une tension résiduelle entre 90% et 85% de la tension déclarée peuvent apparaître très fréquemment comme conséquence du déclenchement de charges dans les installations des clients.

Une des raisons pour le manque d'objectifs est la difficulté de définir des indices appropriés de site et de système. L'interprétation des valeurs dans l'EN50160 reste un point de discussion et plusieurs gestionnaires de réseaux utilisent le document comme référence pour la qualité de la tension dans leurs propres réseaux HT - THT.

6.2 Indices de site et de système :

Pour les creux de tension, il n'est pas possible de donner des objectifs pour les indices concernant les sites à cause des différences très importantes entre les nombres de creux de tension à prévoir sur des sites différents. Une comparaison d'une année sur l'autre des valeurs d'indices de site peut servir, pour un site donné, à voir les tendances de qualité de la tension sur ce site particulier, bien que les tendances puissent être marquées par des variations statiques ou par des variations climatiques d'une année sur l'autre. La comparaison entre des sites différents n'est pas recommander [24].

7 Conclusion :

Pour les perturbations en régime permanent, tels que les harmoniques, le Flicker et le déséquilibre de tension, deux catégories d'indices peuvent être distinguées étant donnée leur utilisation [12].

- ✓ Indices pour les niveaux de planification : objectifs internes de qualité ;
- ✓ Indices pour les caractéristiques de la tension : pour communication externe des performances du système.

Pour relever les caractéristiques de tension, deux niveaux d'indices peuvent ainsi être distingués :

- ✓ Indices de site : la performance au niveau d'un site spécifique.
- ✓ Indice de système : la performance d'un système électrique.

Les indices recommandés pour les niveaux de planification sont similaires à ceux donnés dans la CEI 61000-3-6 [13], la CEI 61000-3-7 [14] et la CEI 61000-3-13 [15] avec cependant la différence de pouvoir utiliser un ou plusieurs indices recommandés.

Dans le cas du Flicker, les valeurs 10-mn doivent être suffisantes pour les fins de planification.

Pour les indices de sites liés aux caractéristiques de la tension, le document propose un ensemble d'indices de manière à avoir des méthodes de surveillance commune et permettant une comparaison facile des caractéristiques de la tension entre les différents niveaux de tension.

L'indice système recommandé est la valeur de l'indice de site non dépassé dans un

Chapitre III: Spécifications techniques et normatives des indices de qualité de la tension

pourcentage élevé de sites, pour chaque indice et paramètre individuel. Les exemples de pourcentages élevés de site sont 90, 95 et 99%.

Les objectifs pour les niveaux de planification sont similaires à ceux déjà donnés dans la CEI 61000-3-6 [13], la CEI 61000-3-7 [14] et la CEI 61000-3-13 [15] pour les harmoniques, le Flicker et le déséquilibre. Pour le Flicker, il est aussi recommandé de pondérer les niveaux de planification en HT - THT en tenant en compte du coefficient de transfert entre la THT, HT, MT et BT où les équipements d'éclairage sensibles au Flicker sont connectés. Il est à noter [12] que les niveaux de planification doivent restés des valeurs indicatives que l'on peut adaptées aux différentes circonstances et caractéristiques du système électrique.

Les objectifs recommandés pour les caractéristiques de la tension en HT - THT sont principalement basés sur les résultats de mesures collectés par le groupe de travail commun CIGRE/CIREC [12]. Par exemple, pour l'harmonique de rang 5 une valeur de 3% comme caractéristique de la tension est recommandée puisque la majorité des investigations donnent des résultats compris entre 2,5 et 3% [12].

Pour les creux de tension, les caractéristiques de base sont la tension résiduelle et la durée pour chaque creux et il est recommandé de les calculer conformément à la norme CEI 61000-4-30 [22]. Les indices de site peuvent être présentés de différentes façons, La méthode de présenter des creux est d'un commun accord entre les parties.

Les indices système des creux de tension peuvent se calculer d'après une valeur qui n'est pas dépassée par un fort pourcentage de sites (ex. 95% des sites) . Des facteurs de pondération peuvent être introduits pour tenir compte des sites non surveillés et la différence d'importance entre différents sites.

A ce stade, il n'est pas possible de donner des valeurs appropriées d'objectifs pour un quelconque indice de creux de tension. On ne peut se servir des indices que pour identifier les niveaux typiques des perturbations pour différents type de sites et constituer ainsi un retour d'expérience à des fins d'amélioration.

**Chapitre IV:
Méthodes d'Analyse
des Perturbations
Electrique**

1 Introduction :

L'amélioration de la qualité d'énergie étant indispensable des méthodes d'analyse ont été mise en place. Dans ce chapitre nous présentons brièvement les méthodes d'analyse des perturbations principales : l'estimation, la classification et la caractérisation pour les perturbations d'amplitude. Pour les perturbations de forme d'onde : la détection et la modélisation. Nous présenterons aussi la méthode du vecteur d'espace qui analyse automatiquement les perturbations mesurées. Qui est très performante dans l'analyse des perturbations au niveau de l'amplitude et permet la classification des perturbations avec un minimum de variables, la présence d'harmoniques et les déséquilibres peuvent également être détectés et analysés grâce à cette méthode. Une autre méthode étant la méthode basée sur les propriétés des systèmes linéaires variant périodiquement dans le temps, elle permet d'étudier théoriquement la création et la propagation des perturbations harmoniques au sein d'un réseau électrique. Cette méthode est naturellement applicable aux structures d'électronique de puissance comportant des éléments commutant de manière périodique. Enfin, la méthode statistique matricielle a pour objectif de représenter statistiquement des signaux électriques sans perte importante d'information à l'aide de matrices statistiques, ces grandeurs statistiques peuvent également être utilisées pour reconstruire le signal et prédire son comportement futur.

2.1 Creux de tension, Coupures brèves et surtensions :

Les perturbations qui affectent l'amplitude de la tension sont traitées en se basant sur l'estimation, la segmentation, la classification et de la caractérisation :

2.1.1 L'estimation de l'amplitude :

Dans la majorité des cas l'estimation repose sur l'estimation de la valeur efficace, ce qui mène à la formule suivante :

$$A_x(t) = \sqrt{2} X_{eff}$$

Mais cette méthode est applicable seulement dans le cas des signaux sinusoïdaux, il existe aussi une méthode permettant de déterminer l'amplitude d'un signal analytique, sa phase et sa fréquence en fonction du temps, un signal analytique est défini comme suit:

$$X_a(t) = X(t) + j * Hilbert(X(t))$$

L'avantage de cette méthode est qu'elle permet le suivi instantané du développement du signal. Cependant dans le cas d'une perturbation ou la valeur moyenne est nulle l'estimation peut être faussée. La dernière méthode pour faire l'estimation repose sur la composante fondamentale d'un signal périodique, ou le signal de bruit et les perturbations harmoniques peuvent affecter le signal à estimer.

2.1.2 Segmentation :

C'est l'étape qui sert à détecter et isoler la perturbation, elle se fait par la décomposition des signaux mesurés en segments constants. Elle peut agir sur le domaine temporelle ou fréquentielle.

2.1.3 Classification:

Elle permet de classer les perturbations de tensions ainsi que de les traitées, cette étape repose sur la méthode des six tensions ou les amplitudes des trois tensions simples et des trois tensions composées sont comparées.

2.1.4 Caractérisation:

C'est la dernière étape dans le processus d'identification des creux de tension, elle consiste à déterminer le degré de la sévérité de la perturbation, en se basant sur deux paramètres : la durée et l'amplitude, [3].

2.2 Harmoniques

L'analyse des harmoniques se base principalement sur la décomposition en série de Fourier, cette dernière permet l'extraction du signal utile appelé fondamentale et les harmoniques qui se superposent au signal. Différents indices existent pour quantifier les harmoniques dans un signal,[3] :

- ✓ Le Taux de Distorsion : $THD\% = DF\% = 100 * \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} Y_n^2}}{\sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} Y_n^2}}$
- ✓ Le Taux Globale du Distorsion : $D\% = 100 * \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} Y_n^2}}{Y_1}$
- ✓ Taux Individuel d'Harmonique : $H_n\% = 100 * \frac{Y_n}{\sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} Y_n^2}}$

2.3 Variations de Tension et de Fréquence :

L'analyse de tels grandeurs variant dans temps se fait à partir d'un spectrogramme, ou en se basant sur la transformée de Wigner-ville. [3]

2.4 Déséquilibre :

Il est quantifié par le facteur de déséquilibre, pour une mesure entre phase et neutre ou phase et terre, le facteur est défini par :

$$V_u = \frac{|V_a + a^2 V_b + a V_c|}{|V_a + a V_b + a^2 V_c|} * 100$$

3 Méthode du Vecteur d'Espace :

3.1 De la transformé de Fortescue au vecteur d'espace :

La transformation des composantes symétriques également appelé transformation de Fortescue publié en 1918 par Charles LeGeyt Fortescue a été le déclanchement des travaux sur l'étude des systèmes triphasé celle-ci applicable aux phaseurs des fonctions sinusoïdales permet l'analyse des systèmes triphasés asymétriques sous conditions sinusoïdales.

$$\begin{pmatrix} x_a(t) \\ x_i(t) \\ x_o(t) \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_a(t) \\ x_b(t) \\ x_c(t) \end{pmatrix}$$

En partant des fonctions sinusoïdales la transformation de Fortescue nous permet de ramener ce système à un système symétrique équilibré. Plus tard Lyon a introduit une transformation pouvant également être appliqué à des grandeurs non sinusoïdales les grandeurs ainsi

obtenues x_d, x_i, x_o sont à valeurs complexes particulièrement x_d et x_i qui sont complexes conjugués l'un de l'autres d'où une redondance de l'information. [3]

$$\begin{pmatrix} x_\alpha(t) \\ x_\beta(t) \\ x_o(t) \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} x_a(t) \\ x_b(t) \\ x_c(t) \end{pmatrix}$$

Clark ayant remarqué cette redondance sa transformation aboutira à des grandeurs réel et à la création du vecteur de Clark ou vecteur d'espace [3] :

$$x(t) = x_\alpha(t) + jx_\beta(t)$$

Toute en tenant compte de la troisième composante homopolaire

$$\begin{pmatrix} \bar{x}(t) \\ x_o(t) \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} 1 & a & a^2 \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} x_a(t) \\ x_b(t) \\ x_c(t) \end{pmatrix}$$

3.2 Représentation et caractéristiques du vecteur d'espace pour différentes perturbations :

La représentation des systèmes triphasés par la transformation du vecteur d'espace permet l'identification et la description de tous les types de perturbations.

Dans le cas d'un système triphasé équilibré et non perturbé, le vecteur d'espace est constitué d'un seul vecteur tournant dans le sens trigonométrique. Il parcourt donc un cercle dans le plan complexe dont le rayon est égal à la valeur nominale des grandeurs triphasées d'origine. De plus, la composante homopolaire est dans ce cas nulle.

Toute perturbation de la forme d'onde des trois grandeurs triphasées d'origine mène à des modifications de la forme du vecteur d'espace et/ou de la composante homopolaire. Ainsi, dans le cas d'un creux de tension triphasé et équilibré, le vecteur d'espace prend la forme d'un cercle, mais de rayon inférieur à la tension nominale.

Pour un creux non équilibré (monophasé ou biphasé), le vecteur d'espace parcourt une ellipse dans le plan complexe. Les paramètres de l'ellipse et les modifications induites dans la composante homopolaire permettent de déterminer le type exact du creux de tension. Dans le cas particulier d'un creux de tension avec des surtensions, le parcours du vecteur d'espace n'est pas modifié dans le plan complexe. Cependant, l'amplitude et la phase de la composante homopolaire sont modifiées et permettent de déterminer le type du défaut.

Le vecteur d'espace et la composante homopolaire peuvent également être appliqués pour l'analyse d'autres types de perturbations au niveau du fondamental, tels que les surtensions, les surintensités et les déséquilibres. En effet, ces perturbations affectent également l'amplitude des grandeurs triphasées et se caractérisent par des modifications de la composante homopolaire et/ou de la forme suivie par le vecteur d'espace.

Les perturbations harmoniques, quant à elles, se traduisent par des déformations de la forme suivie par le vecteur d'espace, ou par des modifications de la composante homopolaire. Elles peuvent être analysées et caractérisées par les spectres du vecteur d'espace et de la composante homopolaire, [3].

3.2.1 Perturbations du Fondamental:

Les grandeurs d'un système triphasé en étudiant uniquement le fondamentale du signal étant supposé sinusoïdale possèdent une certaine pulsation que l'on nommera ω_o en utilisant la transformation d'Euler ce signal sinusoïdale peut être décomposé en deux phaseurs que multiplient des exponentielles complexes.

Pour nos trois phases:

$$x_a(t) = X_a \cos(\omega_o t + \varphi_a) = \frac{X_a e^{j\varphi_a}}{2} e^{j\omega_o t} + \frac{X_a e^{-j\varphi_a}}{2} e^{-j\omega_o t}$$

$$x_b(t) = X_b \cos(\omega_o t + \varphi_b) = \frac{X_b e^{j\varphi_b}}{2} e^{j\omega_o t} + \frac{X_b e^{-j\varphi_b}}{2} e^{-j\omega_o t}$$

$$x_c(t) = X_c \cos(\omega_o t + \varphi_c) = \frac{X_c e^{j\varphi_c}}{2} e^{j\omega_o t} + \frac{X_c e^{-j\varphi_c}}{2} e^{-j\omega_o t}$$

Dans un plan complexe, chacune de ces exponentielles complexes parcourt un cercle à la vitesse angulaire $\pm\omega_o$. Les exponentielles complexes de fréquence positive tournent dans le sens trigonométrique ceux de fréquence négative dans un sens trigonométrique inverses. Ces exponentielles sont appelés « vecteur tournant ».

Le vecteur d'espace étant une fonction linéaire des trois grandeurs de phase, il peut également s'exprimer comme la somme d'un vecteur tournant dans le sens trigonométrique et d'un autre, tournant dans le sens inverse :

$$\overrightarrow{x(t)} = x_p e^{j\omega_o t} + x_n e^{-j\omega_o t}$$

Où

$$x_p = |x_p| e^{j\varphi_p} \quad \text{et} \quad x_n = |x_n| e^{j\varphi_n}$$

Sont respectivement les phaseurs positif et négatif.

Dans le cas général où les deux phaseurs ont des amplitudes et des phases différentes, le vecteur d'espace prend la forme d'une ellipse dans le plan complexe

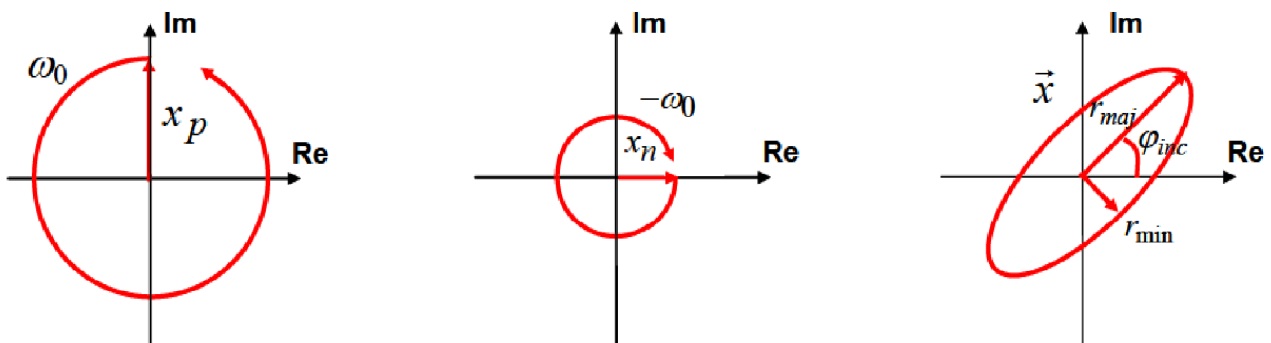


Figure 4.1 : Forme du vecteur d'espace dans le cas d'inégalité des phaseurs

Les valeurs du grand rayon, du petit rayon de notre ellipses ainsi que de l'angle d'inclinaison nous permettrons de cerner notre perturbation, ces valeurs seront déterminer comme suite :

$$\begin{aligned}r_{maj} &= |x_p| + |x_n| \\r_{min} &= \left| |x_p| - |x_n| \right| \\ \varphi_{inc} &= \frac{1}{2}(\varphi_n + \varphi_p)\end{aligned}$$

L'on voit bien que nos rayons dépendent directement de l'amplitude de nos deux phaseurs alors que l'angle d'inclinaison dépend lui des phases de nos deux phaseurs.

D'autre cas peuvent exister où l'amplitude d'un des vecteurs tournants est égale à 0, le vecteur d'espace parcourt un cercle dans le plan complexe. Si par contre, les amplitudes des deux vecteurs tournants sont égales, le vecteur d'espace parcourt alors un segment de droite centré sur l'origine [3].

Afin de caractériser la forme du vecteur d'espace dans le plan complexe, on introduit un facteur de forme SI du nom de « Shape Index ».

Sa valeur est déterminée par le rapport entre le petit rayon et le grand rayon de l'ellipse :

$$SI = \frac{r_{min}}{r_{maj}}$$

Comme son nom l'indique c'est en fonction de sa valeur que la forme de notre vecteur d'espace sera déterminée :

$$\begin{aligned}SI = 1 & : \text{cercle} \\ 0 < SI < 1 & : \text{ellipse} \\ SI = 0 & : \text{droite}\end{aligned}$$

3.2.2 Perturbations harmoniques:

Dans les secteurs industriels et domestiques on constate une recrudescence des générateurs d'harmoniques imposant un courant alternatif non sinusoïdal. Les générateurs d'harmoniques sont des charges non linéaires, c'est-à-dire qu'ils n'absorbent pas un courant sinusoïdal, bien qu'ils soient alimentés par une tension sinusoïdale, [3].

En présence d'harmoniques, le vecteur d'espace peut être exprimé sous la forme d'une somme de vecteurs tournants à la fréquence $\pm k\omega_0$:

$$\overline{x(t)} = \sum_{k=0}^{k=\infty} (x_{pk}(t)e^{jk\omega_0 t} + x_{nk}(t)e^{-jk\omega_0 t})$$

Où k est le rang des harmoniques présents dans les grandeurs triphasées.

La représentation du vecteur d'espace avec présence d'harmonique de rang 5 donne les formes suivantes :

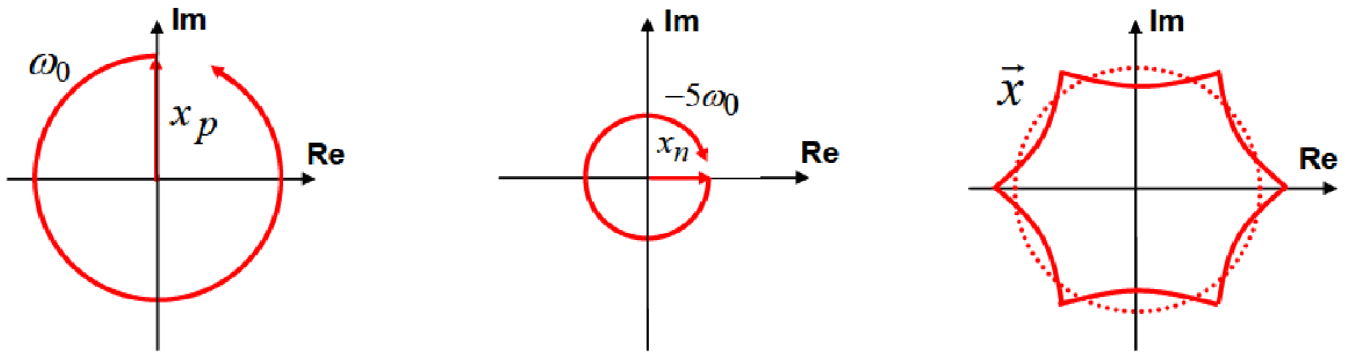


Figure 4.2 : Vecteur d'espace en présence d'harmonique de rang 5

3.3 Vecteur d'espace et composante homopolaire en cas de creux de tension :

3.3.1 Creux de tensions monophasés :

Creux de tension de type B :

Les creux de tension de type B sont des creux de tension prenant naissance suite à un défaut phase-terre la tension de celle-ci sera affectée.

Si l'on suppose un creux de tension sur la phase A et on posant (d) comme étant la profondeur du creux de tension nos tensions s'exprimeront comme suite :

$$\begin{aligned} v_a(t) &= (1 - d)V \cos(\omega_0 t + \varphi) \\ v_b(t) &= V \cos\left(\omega_0 t + \varphi - \frac{2\pi}{3}\right) \\ v_c(t) &= V \cos\left(\omega_0 t + \varphi + \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned}$$

En utilisant la formule d'Euler et on appliquant la transformation du vecteur d'espace on aboutit au résultat suivant:

$$\begin{aligned} \overrightarrow{x(t)} &= \left(1 - \frac{d}{3}\right) e^{j\varphi} e^{j\omega_0 t} + \frac{d}{3} e^{j(\pi - \varphi)} e^{-j\omega_0 t} \\ x_o(t) &= -\frac{d}{3} V \cos(\omega_0 t + \varphi) \end{aligned}$$

Cette expression pouvant être généraliser pour un défaut sur une autre phase avec $n=1,2,3$ correspondant aux phases a, b et c respectivement.

$$\begin{aligned} \overrightarrow{x(t)} &= \left(1 - \frac{d}{3}\right) e^{j\varphi} e^{j\omega_0 t} + \frac{d}{3} e^{j\left(\frac{5\pi}{3} - n\frac{2\pi}{3} - \varphi\right)} e^{-j\omega_0 t} \\ x_o(t) &= -\frac{d}{3} V \cos\left(\omega_0 t + \varphi + (n + 1)\frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned}$$

On remarque que notre vecteur d'espace étant composé de deux phasors de pulsation ω_0 et $-\omega_0$ tournant dans deux sens différents et possédons des amplitudes différentes est de forme elliptique dont les caractéristiques sont les suivantes :

$$R_{min} = \left(1 - \frac{d}{3}\right) - \frac{d}{3} = 1 - \frac{2d}{3}$$

$$R_{max} = \left(1 - \frac{d}{3}\right) + \frac{d}{3} = 1$$

Quant aux modifications affectant la composante homopolaire elles sont dues aux déplacements du neutre et sont proportionnels au creux de tension :

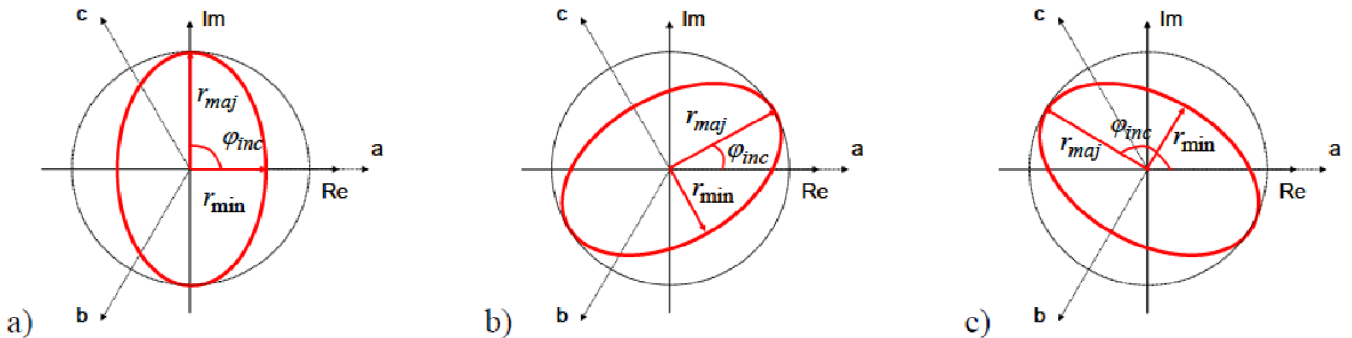


Figure 4.3: Variation de l'angle d'inclinaison de l'ellipse en fonction de la phase affecté

Creux de tension de type D :

Le creux de tension de type D résulte de la modification de la signature d'un creux de tension de type C via un transformateur, il se caractérise par des modifications des tensions sur les trois phases le long du même axe. Comme dans le cas précédent, le vecteur d'espace parcourt alors une ellipse dont le grand rayon est égal à la tension nominale $R_{max} = V$, et le petit rayon dépend de la profondeur du creux de tension : $R_{min} = (1 - d) V$. Cette fois-ci, pour des creux de tension sévères ($d = 1$), les trois tensions sont alignées sur le même axe, le petit rayon est égal à 0 et le vecteur d'espace parcourt un segment de droite dans le plan complexe et non une ellipse. Les inclinaisons possibles de l'ellipse sont identiques à celles d'un creux de tension de type B.

La composante homopolaire pour ce type de creux reste égale à 0. En effet, ce type de creux de tension provient de mesures effectuées à un niveau de tension différent du niveau de tension où le défaut a été Produit, et la composante homopolaire n'est alors pas modifiée.

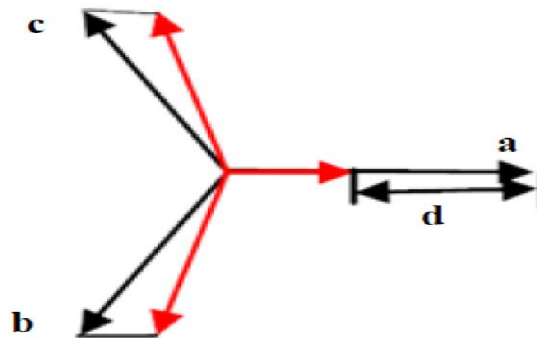


Figure 4.4: Signature des creux de tension de type D

3.3.2 Creux de tension biphasés :

Trois types de creux de tensions biphasés existent C, E et G :

Creux de tension de type C :

Un creux de tension de type C est caractérisé par une modification de deux des trois tensions le long du même axe. Le grand rayon de l'ellipse parcourue par le vecteur d'espace reste égal à la tension nominale et son petit rayon dépend de la profondeur du creux.

Ce type de creux de tension se caractérise par une composante homopolaire égale à 0.

Creux de tension de type E :

Un creux de tension de type E, est caractérisé par une modification de deux des trois tensions le long d'axes différents. Par exemple, pour un creux de tension sur les phases b et c, on observe une réduction de la tension le long de l'axe imaginaire, mais également une réduction moins importante le long de l'axe réel. Par conséquent, le vecteur d'espace parcourt une ellipse dans le plan complexe avec un grand rayon inférieur à la tension nominale et petit rayon dépendant de la profondeur du creux de tension. Les inclinaisons possibles des ellipses sont les mêmes que dans le cas d'un creux de tension de type C. De plus, puisque ce type de creux est mesuré au même niveau de tension où le défaut a été produit, sa composante homopolaire est non nulle. Son amplitude est proportionnelle à la profondeur du creux, et sa phase dépend des phases affectées par le défaut.

Creux de tension de type G :

Le creux de tension type G est caractérisé par des modifications des tensions des trois phases le long d'axes différents et résulte de la modification de la signature d'un creux de tension de type E via un transformateur.

Le vecteur d'espace correspondant parcourt également une ellipse dans le plan complexe avec des rayons dépendants de la profondeur de creux et des inclinaisons identiques à celles en cas de creux de tension de type C et E. La composante homopolaire, quant à elle, reste nulle.

3.3.3 Creux de tension triphasés :

Les creux de tension triphasés peuvent être classés suivant deux catégories les creux de tensions triphasés équilibrés ainsi que les creux de tensions triphasés avec surtensions

Creux de tension triphasés équilibrés ou de type A:

Dans le cas d'un creux triphasé équilibré, les trois tensions sont modifiées le long des axes réel et imaginaire de manière uniforme. En conséquence, le vecteur d'espace conserve sa forme circulaire ($SI = 1$), mais avec un rayon dépendant de la gravité de défaut, Le défaut étant équilibré sa composante homopolaire reste nulle.

Creux de tension avec surtensions :

Classés en creux de tension de type H et I

Creux de tension de type H

Ce type de creux de tension se caractérise à la fois par une chute de tension sur une des phases, et des surtensions sur les deux autres phases. La forme du vecteur d'espace dans ce cas-là n'est pas altérée il est donc impossible de détecter ce défaut grâce au vecteur d'espace. Cependant, les modifications dans la composante homopolaire permettent de pallier cet inconvénient, son amplitude est égale à la profondeur du creux, et sa phase dépend de la phase subissant la chute.

Creux de tension de type I :

Le creux de tension de type I présente des caractéristiques différentes en fonction de la profondeur d .

Si $0 < d < \frac{V}{4}$, les trois tensions sont décalées de manière uniforme le long du même axe et la forme parcourue par le vecteur d'espace n'est pas modifiée. Néanmoins, la composante homopolaire est modifiée : son amplitude est proportionnelle à la profondeur du creux :

$x_0 = 2d$ et son déphasage indique les phases affectées par le défaut, ce défaut sera nommé I**.

Si par contre $\frac{V}{4} < d < V$, les trois tensions présentent des modifications le long de l'axe réel ainsi que le long de l'axe imaginaire. La forme résultante du vecteur d'espace est une ellipse avec inclinaisons typiques pour les creux de tension biphasés, et un grand rayon égal à tension nominale. L'amplitude de la composante homopolaire ne dépend plus de la gravité de creux ce défaut sera nommé I*.

3.4 Analyse des creux de tension par la transformation du vecteur d'espace :

L'analyse des creux de tension se fait en quatre étapes qui sont dans l'ordre le prétraitement, la segmentation, la classification et enfin la caractérisation.

Chacune de ces étapes est réalisée grâce aux caractéristiques du vecteur d'espace et de la composante homopolaire lors d'un creux de tension.

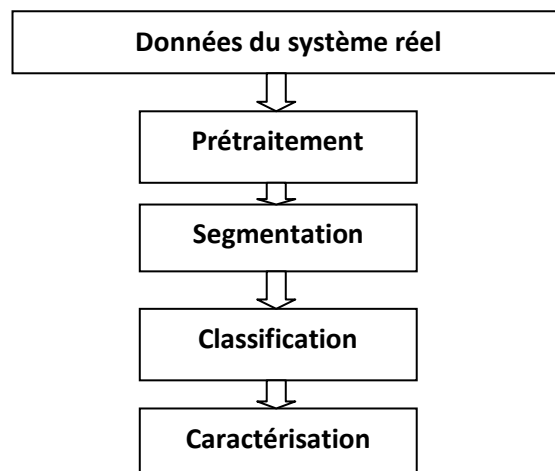


Figure 4.4: Etape d'analyse des creux de tensions

3.4.1 Le prétraitement:

En partant des tensions triphasés réels et on appliquant la transformation du vecteur d'espace on aboutit au vecteur d'espace ainsi qu'à la composante homopolaire.

Il est possible de tracer directement le vecteur d'espace et de l'analyser grâce aux deux rayons et à l'angle d'inclinaison de l'ellipse cependant cette analyse risque fortement d'être altérée par les harmoniques et le bruit présent dans les signaux.

Afin d'éviter l'effet néfaste des harmoniques et du bruit, on cherche à estimer les phaseurs positif et négatif (x_p et x_n) du vecteur d'espace à la fréquence fondamentale.

A partir de ces deux grandeurs, les caractéristiques de la forme du vecteur d'espace dans le plan complexe sont correctement estimées.

Afin d'obtenir x_p et x_n , la transformée de Fourier est appliquée au vecteur d'espace. Pour la fréquence fondamentale, on obtient :

$$X(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} (x_p e^{j\omega_0 t} + x_n e^{-j\omega_0 t}) e^{j\omega t} dt = \int_{-\infty}^{\infty} x_p e^{-2\pi(f+f_0)t} dt + \int_{-\infty}^{\infty} x_n e^{-2\pi(f-f_0)t} dt$$

On aboutit à:

$$X(\omega) = x_p \delta(f + f_0) + x_n \delta(f - f_0)$$

Ainsi en appliquant la transformée de Fourier deux Diracs sont obtenus de modules x_p et x_n .

Il en va de même pour la composante homopolaire ou il est nécessaire d'appliquer la transformée de Fourier afin d'obtenir l'amplitude et la phase de la composante homopolaire.

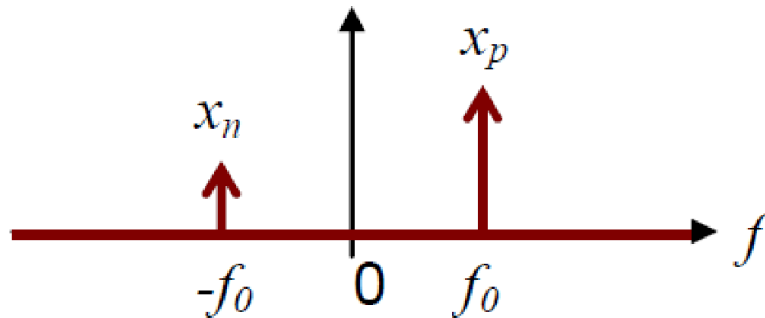


Figure 4.6: Représentation des deux diracs après transformation de fourrier

Ce procédé de prétraitement permet une estimation précise, un fonctionnement garanti ainsi qu'une assurance de fiabilité de la méthode.

3.4.2 Segmentation :

La segmentation se fait en utilisant deux variables le petit rayon R_{min} ainsi que l'amplitude de la composante homopolaire X_0 cette façon de procéder évite l'utilisation des algorithmes de comparaison afin de vérifier la présence ou non d'un creux de tension.

Pour les creux de tensions allant de A à G ainsi que I^* nous remarquons qu'ils se caractérisent tous par un rayon minimal dépendant de 'd' qui est la profondeur du creux de tension.

Alors que pour les creux de tension de type H et I le rayon minimal ne dépend plus du creux de tension mais dépend plutôt de l'amplitude de la composante homopolaire. Un exemple d'algorithme de segmentation, présenté plus bas, est constitué des étapes suivantes :

Estimation de R_{min}

Le vecteur d'espace est estimé à chaque échantillon du signal en utilisant la transformée instantanée. Ensuite, la transformée de Fourier discrète est appliquée à ce vecteur d'espace à chaque

Échantillon et sur une fenêtre glissante d'une période fondamentale ou inférieure afin d'améliorer la précision. Les valeurs des phaseurs correspondants à la fréquence fondamentale positive (X_p) et négative (X_n) sont alors relevées, et le petit rayon est déterminé, [3].

Segmentation de R_{min}

Les variations dans la valeur de R_{min} sont détectées par une double application de l'algorithme Cusum. Cet algorithme a été choisi grâce à sa simplicité et ses bonnes performances. L'algorithme Cusum part de l'hypothèse que le signal d'intérêt R_{min} est de type aléatoire, à échantillons indépendants et identiquement distribués. Sa loi est supposée être de type gaussien, et sa moyenne est constante par morceaux. L'objectif de cet algorithme est de localiser au mieux les 72 instants ruptures dans cette moyenne. Son principe général est d'effectuer un test d'hypothèse séquentiel réalisé à chaque échantillon, afin de décider si la valeur moyenne des tout derniers échantillons a dévié de sa valeur courante. Ce test est basé sur la propriété du logarithme de la vraisemblance de changer le signe de sa valeur moyenne en fonction des changements de la valeur moyenne du signal. La version de l'algorithme Cusum utilisée dans la présente application est une version récursive très simple et très performante. Il faut remarquer que pour pouvoir détecter à la fois les augmentations et les diminutions de la valeur moyenne de R_{min} , il faut utiliser deux Cusums en parallèle car le test d'hypothèse s'exprime différemment dans ces deux cas, [3].

Détermination de la zone de creux de tension à partir de R_{min}

En sortie de l'algorithme de segmentation, on dispose donc du petit rayon R_{min} décomposé en plusieurs segments. En effet, les appareils de mesure enregistrent les formes d'onde avant, pendant et après le défaut et de ce fait deux changements sont normalement détectés dans la valeur de R_{min} pour un creux. Dans le cas de creux de tension à plusieurs niveaux, le nombre de changements détectés est alors supérieur à deux. La valeur moyenne de R_{min} pour chaque segment est comparé à un seuil afin de déterminer si le segment considéré comporte un creux de tension. La valeur de ce seuil est fixée à partir de la définition des creux de tension. la profondeur minimale du creux de tension peut être estimée à 10% de la tension nominale, soit $0,1pu$. En fixant le paramètre profondeur de creux d à 0,1, on obtient un seuil allant de $0,87 pu$ à $0,93pu$ en fonction du type de creux (voir tableau III.5). Puisque le type de creux n'est pas connu a priori, le seuil est fixé à sa plus fréquente valeur $0,9 pu$. Si aucun creux de tension n'est détecté, la valeur moyenne de R_{min} pour chacun des segments est comparée à un second seuil de valeur $0,93pu$. Le seuil n'est pas directement fixé à sa valeur maximale $0,93pu$ afin d'éviter l'analyse des post-creux de tension dus à l'accélération des moteurs après le défaut, [3].

Détermination de la zone de creux de tension à partir de X_0

Si un creux de tension n'est pas détecté grâce à R_{min} , la même approche est appliquée à l'amplitude de la composante homopolaire afin de détecter un éventuel creux de tension de type H ou I. Si le nombre de segments est supérieur à 1, le segment affecté par le défaut est déterminé en comparant la valeur moyenne de X_0 à un seuil de $0,1 pu$. Si des changements dans la composante homopolaire ne sont pas détectés, la forme d'onde enregistrée ne comporte pas de creux de tension.

Pour l'analyse ultérieure des creux de tension, la première et la dernière demi période du segment ne sont pas prises en compte (sauf dans le cas des creux de tension de durée inférieure à deux périodes), afin d'éviter l'impact des transitoires. En fonction du type de mesure et du régime de neutre, l'algorithme peut être réduit à la segmentation d'une seule grandeur, [3].

3.4.3 Classification :

La classification est une étape importante permettant de connaître avec exactitude la nature du creux de tension. En se basant sur la méthode du vecteur d'espace elle se fait comme suit :

Tous d'abord il faut savoir que la représentation du vecteur d'espace pour des creux de tension non équilibré est elliptique ce qui implique un $SI < 1$ tandis que pour des creux de tensions triphasé celle-ci est circulaire possédant donc un $SI = 1$.

Cependant ceci est purement théorique, en pratique et afin de différencier les deux types on prendra une valeur limite de 0.933 .

Pour un facteur de forme $SI < 0.933$ on pourra dire que le creux est non équilibré alors que pour un $SI > 0.933$ on dira que le creux est triphasé et donc équilibré.

Ensuite dans la catégorie des creux non équilibré l'inclinaison de notre ellipse déterminera si le creux est monophasé ou biphasé, elle nous renseignera également sur la phase ou les phases affectées par le défaut.

Angle d'inclinaison	$0^\circ \pm 15^\circ$	$30^\circ \pm 15^\circ$	$60^\circ \pm 15^\circ$	$90^\circ \pm 15^\circ$	$120^\circ \pm 15^\circ$	$150^\circ \pm 15^\circ$
Type de creux	BI bc	Mono b	Bi ab	Mono a	Bi ac	Mono c

Tableau 4.1 : Type du creux de tension en fonction de l'angle d'inclinaison de l'ellipse

Chapitre IV : Méthodes d'Analyse des Perturbations Electrique

Aussi et afin de différencier les creux de tension triphasés et les creux de tension avec surtension la composante homopolaire est utilisée pour la détermination exacte du type de creux. Si l'amplitude de la tension homopolaire est en dessous d'un certain seuil positif, le creux de tension est classifié comme triphasé. Dans le cas contraire, le creux de tension mesuré se caractérise par des surtensions. Dans ce cas, la phase de la composante homopolaire indique le type de creux ainsi que les phases affectées par le défaut.

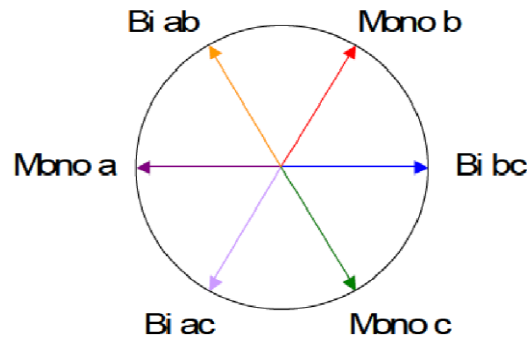


Figure 4.7: Type de creux en fonction de la phase de la composante homopolaire

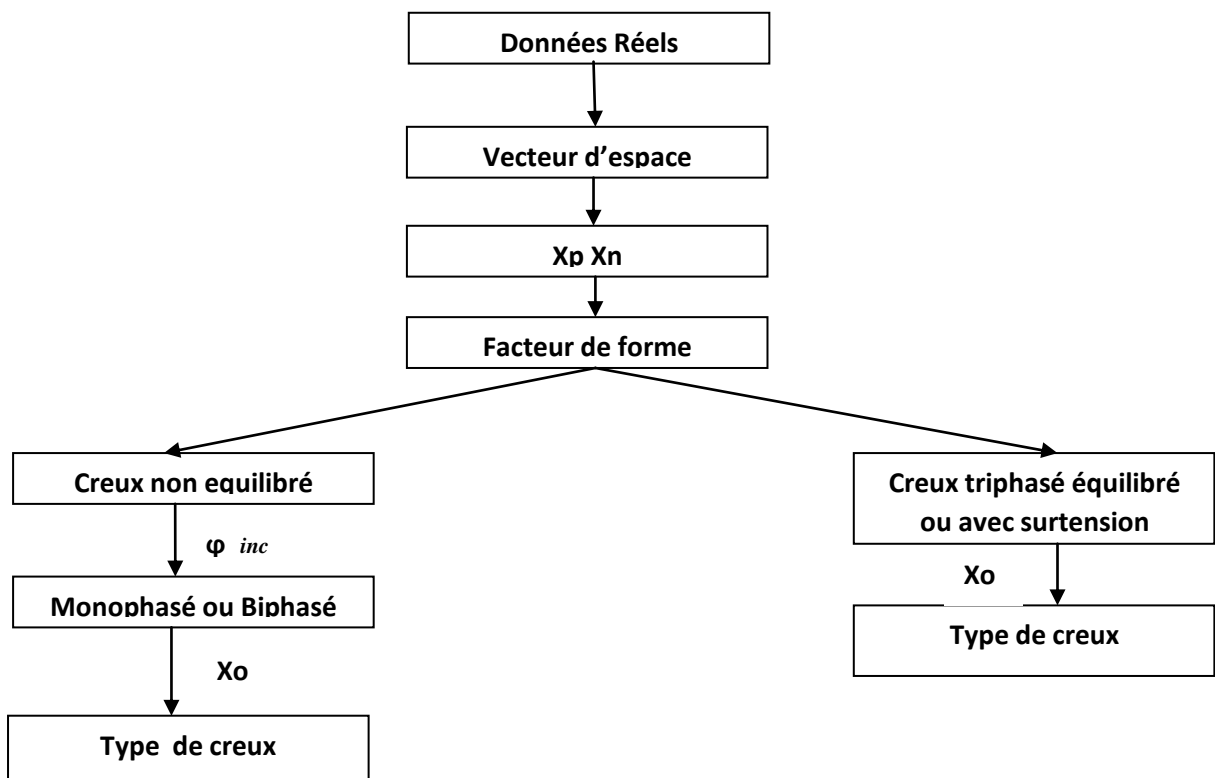


Figure 4.8: Etape de classification d'une perturbation

3.3.4 Caractérisation:

La caractérisation consiste à évaluer la gravité du creux de tension elle peut se faire par deux méthodes :

Chapitre IV : Méthodes d'Analyse des Perturbations Electrique

La première consiste à évaluer la gravité du creux par sa profondeur en passant par le petit rayon qui est rappelons le, fonction de 'd' où par l'amplitude de la composante homopolaire elle-même proportionnelle à 'd'.

La deuxième méthode utilise la surface parcourue par le vecteur d'espace dans le plan complexé pour juger la sévérité du creux, [3].

Conclusion :

Dans ce chapitre relatif à l'analyse des perturbations nous abordons la méthode d'analyse du vecteur d'espace une méthode basée sur la transformation d'un système triphasé non équilibré en un système équilibré contenant un vecteur d'espace composé de deux phaseurs ainsi qu'une composante homopolaire les caractéristiques de ces deux données nous renseignerons sur la nature du défaut affectant nos signaux. Aussi dans ce même chapitre un algorithme d'analyse des perturbations a été présenté contenant les étapes à suivre afin de réaliser une analyse précise de défauts.

Chapitre V :
Compléments de
l'Application EPQA :

Chapitre V : Compléments de l'Application EPQA

Introduction :

Dans ce chapitre, nous présentons les compléments apportés à l'application EPQA à travers une implantation d'un organigramme fonctionnel. Chaque menu, sous menu et fenêtre est décrit, visualisé et discuté. L'application EPQA est développée avec MATLAB R2009b, qui est un logiciel qui permet la réalisation des programmes compilables ou interprétables. Il comporte plusieurs bibliothèques (toolboxes) dédiées aux différents domaines de l'ingénierie moderne. Comme il permet aussi de développer des applications sous un environnement Windows en deux modes programming et GUI (guide user interface). [25]

2 Organigramme général de l'application :

Dans cette application préalablement réalisée par nos camarades (Messieurs MESSAOUDI et BENHAMOU) nous avons ajouté trois interfaces qui sont l'interface gradateur, l'interface onduleur à MLI et l'interface onduleur pleine onde.

L'organigramme se présente comme suit:

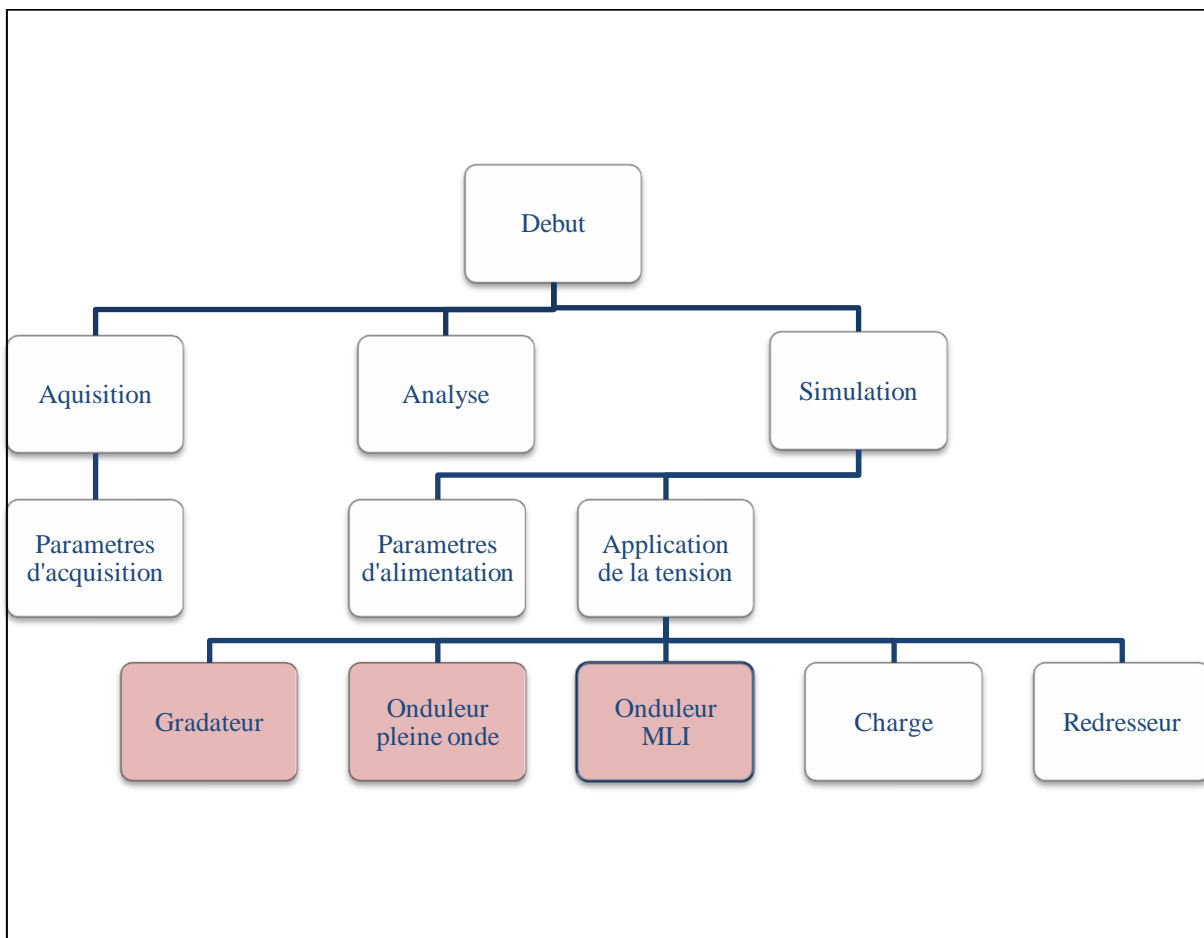


Figure 5.1 : Organigramme de l'application EPQA avec compléments (en couleur)

Chapitre V : Compléments de l'Application EPQA

Les différents blocs sont décrits ci-après :

Paramètres d'alimentation:

Cette interface contient tous les paramètres requis pour la génération d'un système de tension équilibré ou non. Le fichier de tension ainsi généré par cette interface peut être, ensuite chargé par la fenêtre charge, redresseur ou analyse.

Application de la tension:

Est un menu qui permet à l'utilisateur d'appliquer sa tension générée à un redresseur, à une charge, un gradateur ou un onduleur.

Redresseur :

L'interface Redresseur permet à l'utilisateur de simuler le fonctionnement d'un redresseur triphasé double à diodes, ainsi que des défauts tel que des déséquilibres de charges et des creux de tensions.

Charge:

L'interface charge permet de simuler une charge en choisissant les valeurs des paramètres R, L et C ensemble ou séparément.

Gradateur:

L'interface gradateur permet à l'utilisateur de simuler le fonctionnement d'un gradateur triphasé à thyristor et d'y apporter des défauts pour voir leurs effets sur les signaux.

Onduleur pleine onde:

L'interface onduleur pleine onde permet à l'utilisateur de simuler le fonctionnement d'un onduleur pleine onde ainsi que d'y apporter des défauts.

Onduleur triphasé à MLI:

L'interface onduleur à MLI permet à l'utilisateur de simuler le fonctionnement d'un onduleur avec une commande de Modulation de Largeur d'Impulsion ainsi que d'y apporter des défauts. .

3 Compléments apportés :

3.1 Gradateur triphasé:

L'interface réalisée permet de simuler des défauts de fonctionnement comme des creux de tensions et des déséquilibres de charges sur un gradateur triphasé a thyristor et d'observer leur effet sur les tensions et les courant aussi notre interface permet de récupérer les données relative à la tension sous forme de fichier (.mat), et ce ci dans le but de les injecter dans le programme principal qui nous renseignera sur l'allure du vecteur d'espace.

Modèle théorique :

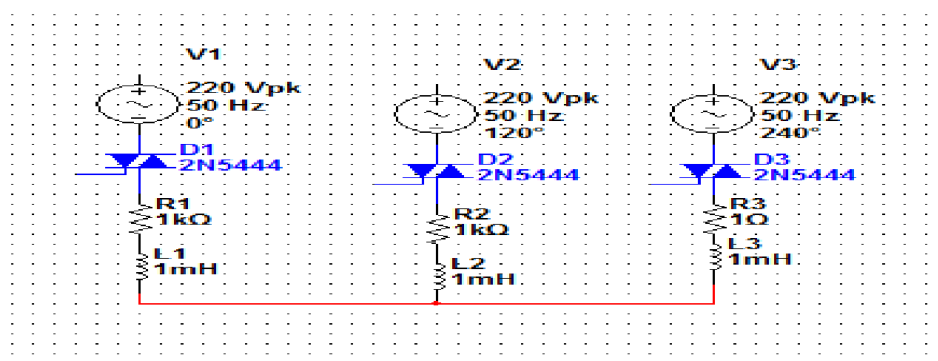


Figure 5.2 : Gradateur triphasé alimentant une charge RL

Organigramme :

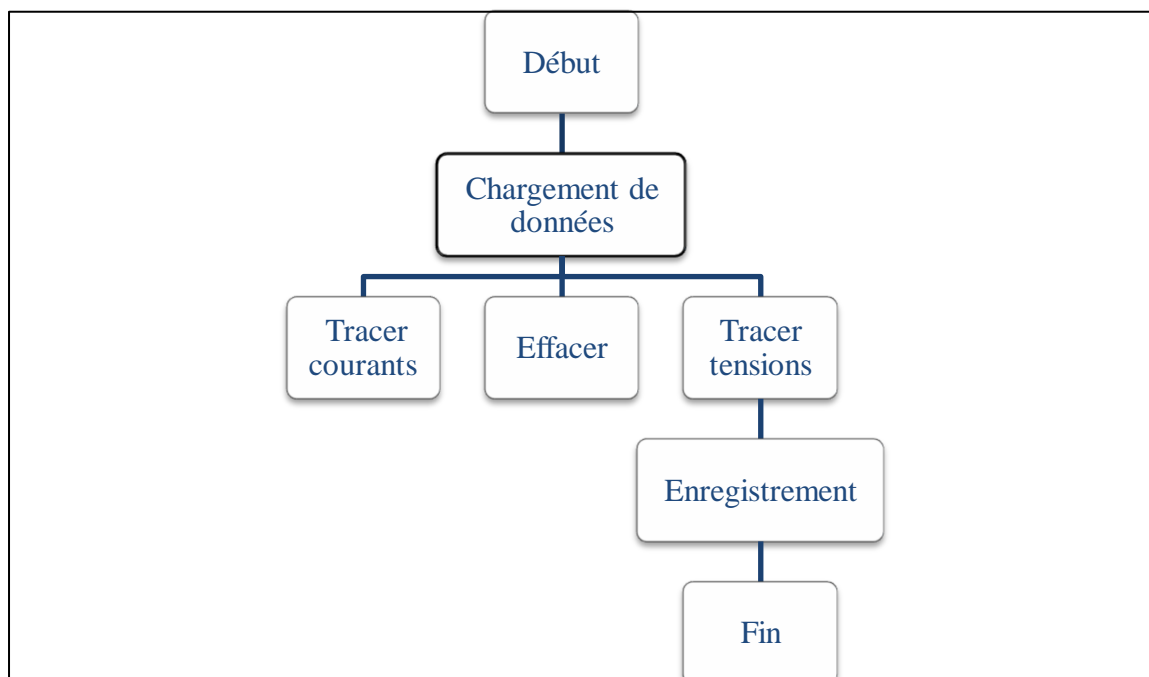


Figure 5.3 : Organigramme du sous-programme Gradateur

Chapitre V : Compléments de l'Application EPQA

3.2 Onduleur pleine onde :

L'interface réalisée permet de simuler le fonctionnement d'un onduleur pleine onde. Elle permet aussi de visualiser les des défauts tel qu'un déséquilibre de charges sur un onduleur pleine onde et d'observer leur effet sur les tensions et les courants aussi notre interface permet de récupérer les données relatives à la tension sous forme de fichier (.mat), et de les injecter dans le programme principal qui nous renseignera sur l'allure du vecteur d'espace.

Modèle théorique :

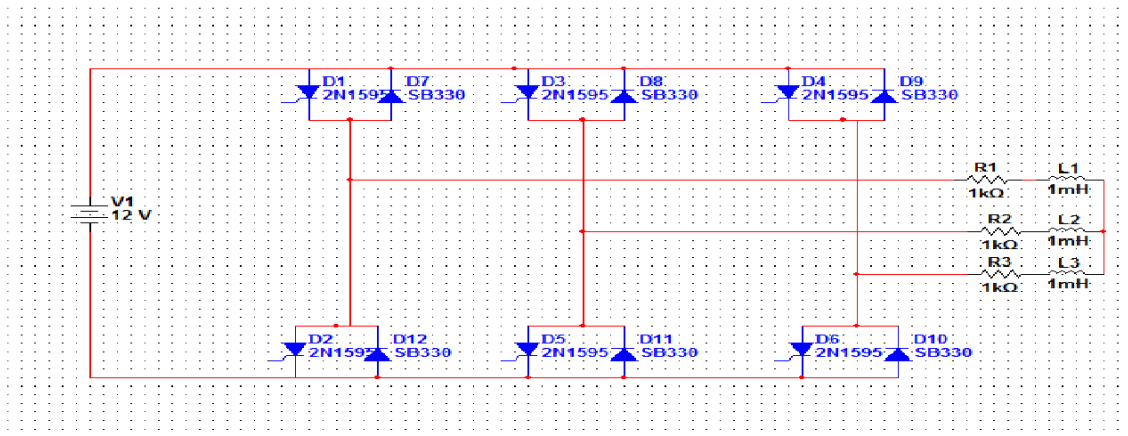


Figure 5.4 : Onduleur de tension triphasé alimentant une charge RL

Organigramme :

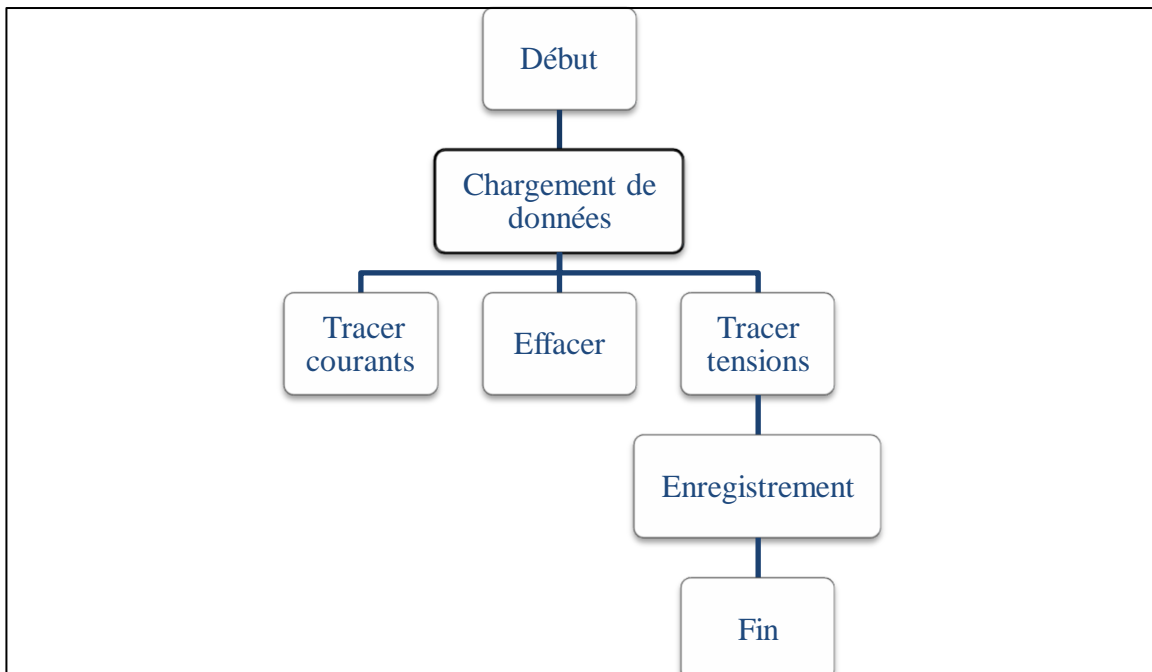


Figure 5.5 : Organigramme du sous-programme Onduleur pleine onde

3.3 Onduleur à MLI:

L'interface réalisée permet de simuler le fonctionnement d'un onduleur à MLI ainsi que des défauts tel que les déséquilibres de charges sur un onduleur pleine onde et d'observer leur effet sur les tensions et les courants aussi notre interface permet de récupérer les données relatives à la tension sous forme de fichier (.mat), et de les injecter dans le programme principal qui nous renseignera sur l'allure du vecteur d'espace.

Modèle théorique:

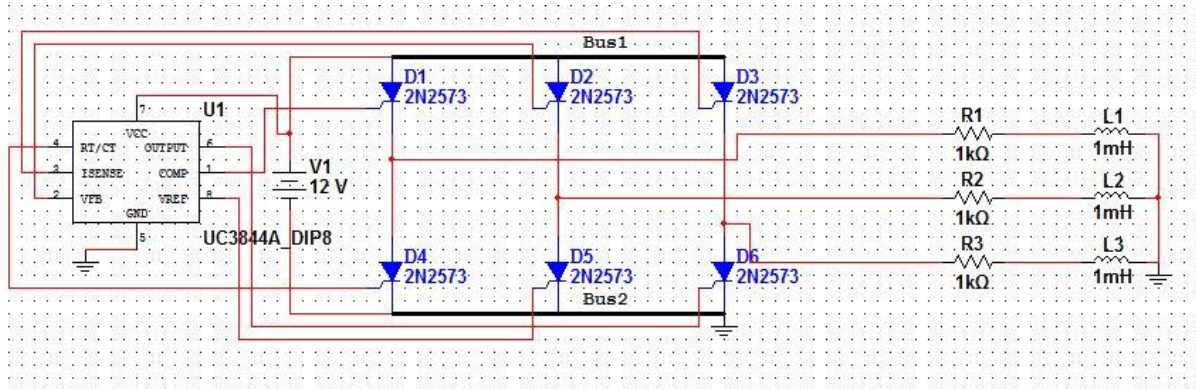


Figure 5.6 : Onduleur de tension triphasé à MLI alimentant une charge RL

Organigramme:

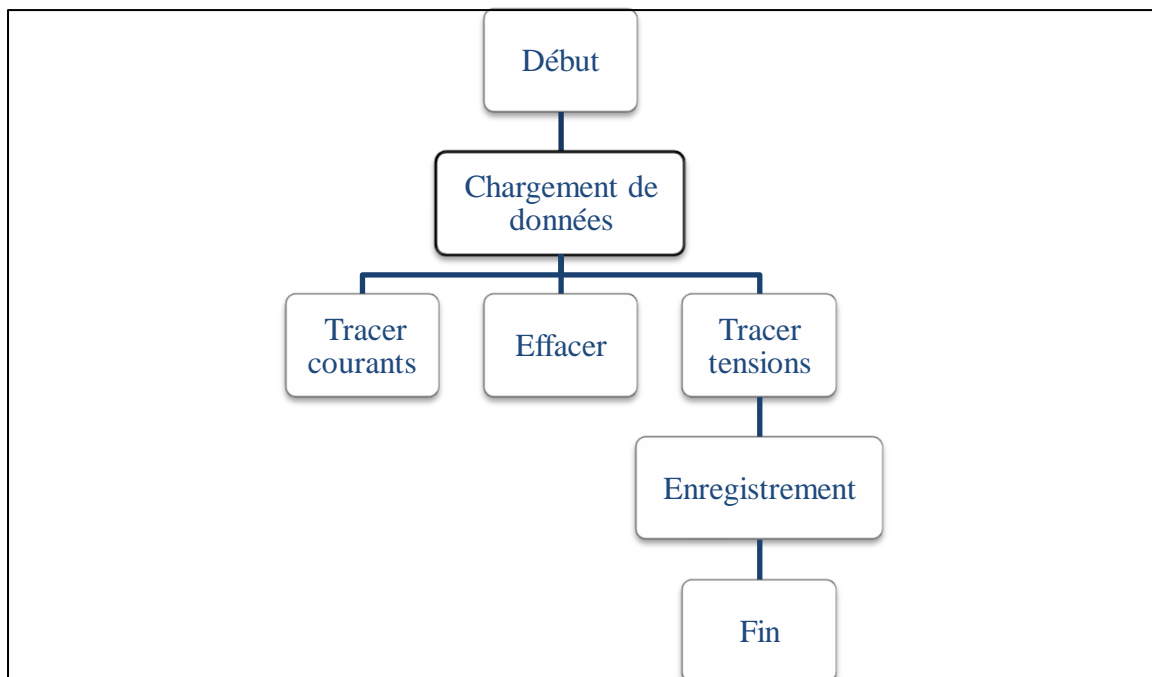


Figure 5.5 : Organigramme du sous-programme Onduleur pleine onde

4 Présentation des menus et des fenêtres de l'application (EPQA):

Nous allons donner une petite présentation de l'aperçu de l'application EPQA :

4.1 Menu:

Le menu général de l'application se présente comme suit

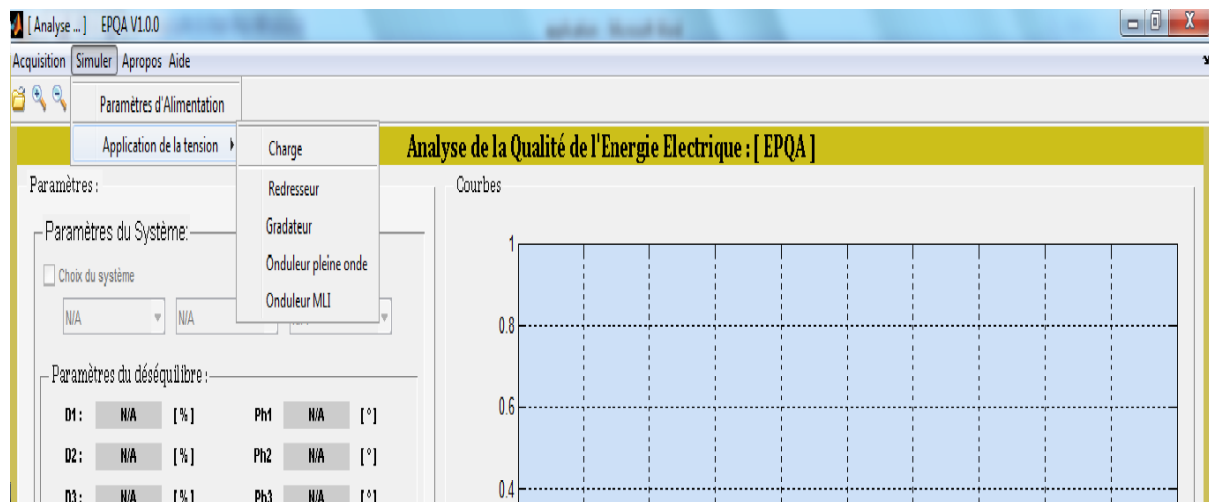


Figure 5.8 : Menu principal de l'application EPQA

4.2 Fenêtre principale :

La figure 5.9 présente le menu principal de l'application. Qui est composé de l'Aide, À-propos, Acquisition, et Analyse. Cette dernière est appelée pour l'analyse des fichiers de données acquis ou générés.

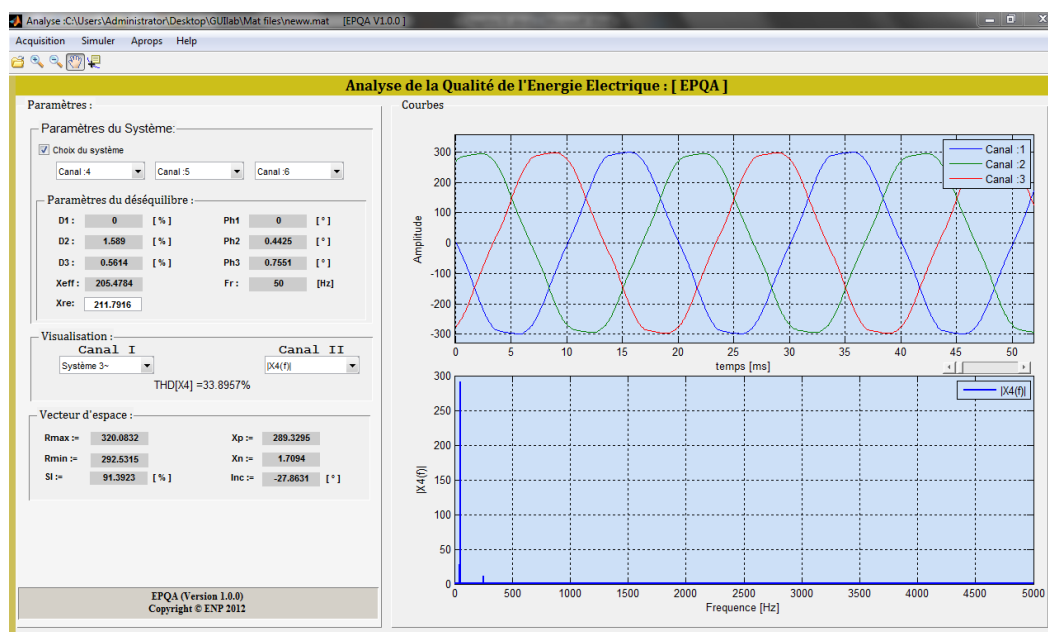


Figure 5.9: Fenêtre Analyse

Chapitre V : Compléments de l'Application EPQA

Le premier panneau (Paramètres du système) est activé si la dimension de la matrice est supérieure à trois (c.-à-d. possibilité d'avoir un système triphasé). En cas d'activation, les menus sont initialisés sur les positions 1 2 3 respectivement en laissant le soin à l'utilisateur de choisir les canaux, et de former ainsi son propre système.

Dans le cas où le panneau (Paramètres du système) est activé, alors le programme affiche les paramètres du déséquilibre du système dans le champ « paramètres du déséquilibre »

Où D_i : représente la profondeur du creux de la phase i en %.

Φ_i : représente le déphasage supplémentaire de la phase i en $^\circ$.

f_r : représente la fréquence fondamentale du système,

X_{eff} : représente l'amplitude maximale du fondamentale des trois phases.

X_{ref} : représente la valeur max des amplitudes estimées du système,

Le panneau de contrôle d'affichage offre la possibilité de choisir les graphes à visualiser :

Le canal I permet la visualisation :

- Des signaux dans le domaine temporel,
- Le système triphasé sélectionné,
- Le vecteur d'espace (partie réel et imaginaire),
- La composante homopolaire (en cas d'équilibre est nulle),
- Le spectre du vecteur d'espace,

Le canal II permet la visualisation de :

- Des signaux dans le domaine fréquentiel,
- Du vecteur d'espace dans le plan complexe,
- Diagramme de Fresnel du système choisi.

Le THD (Taux global de distorsion) du canal sélectionné est également affiché.

Dans le dernier panneau (Résultats): on trouve :

- $R_{\text{min}}, R_{\text{maj}}$: le rayon min et max de l'ellipse respectivement,
- SI : le coefficient de forme de l'ellipse,
- X_p, X_n : les amplitudes estimées des phaseurs positif et négatif respectivement,
- Inc. : représente l'inclinaison de l'ellipse.

Si le panneau (choix du système) est désactivé, tous les champs relatifs aux résultats d'analyse du système triphasé sont initialisés.

4.3 Gradateur triphasé :

La fenêtre gradateur triphasé est composée de trois espaces pour les graphiques pouvant accueillir les tensions et les courants triphasés.

Elle possède aussi plusieurs entrées de données dont la tension, la fréquence, l'angle d'amorçage ainsi que les valeurs de profondeur de creux aussi il est possible de simuler une charge sur chaque une des phases de notre gradateur.

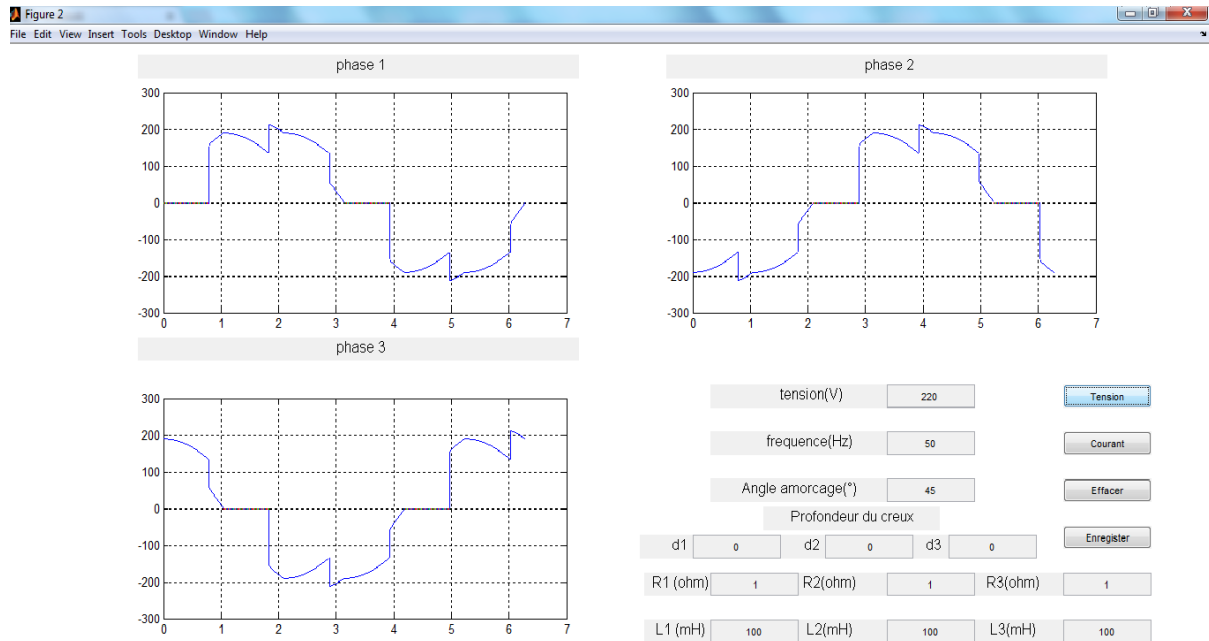


Figure 5.10: Fenêtre Gradateur

L'interface ci-dessus permet donc de simuler un creux de tension sur les tensions d'alimentation ainsi qu'un déséquilibre de charge l'angle d'amorçage des triac peut aussi être modifié

Quatre boutons sont à la disposition de l'utilisateur :

- Tension : trace les trois tensions de sorties.
- Courant : trace les trois courants.
- Effacer : Réinitialise les valeurs des entrées.
- Enregistrer : Crée un fichier (.mat) contenant les données de tension pouvant être chargée par la fenêtre principale afin d'analyser le vecteur d'espace.

4.4 Onduleur triphasé pleine onde :

La fenêtre Onduleur pleine onde est composée de trois espaces pour les graphiques pouvant accueillir les tensions et les courants triphasés.

Elle possède en entrée de données la tension ainsi que la valeur de la charge sur chaque une de ces trois phases.

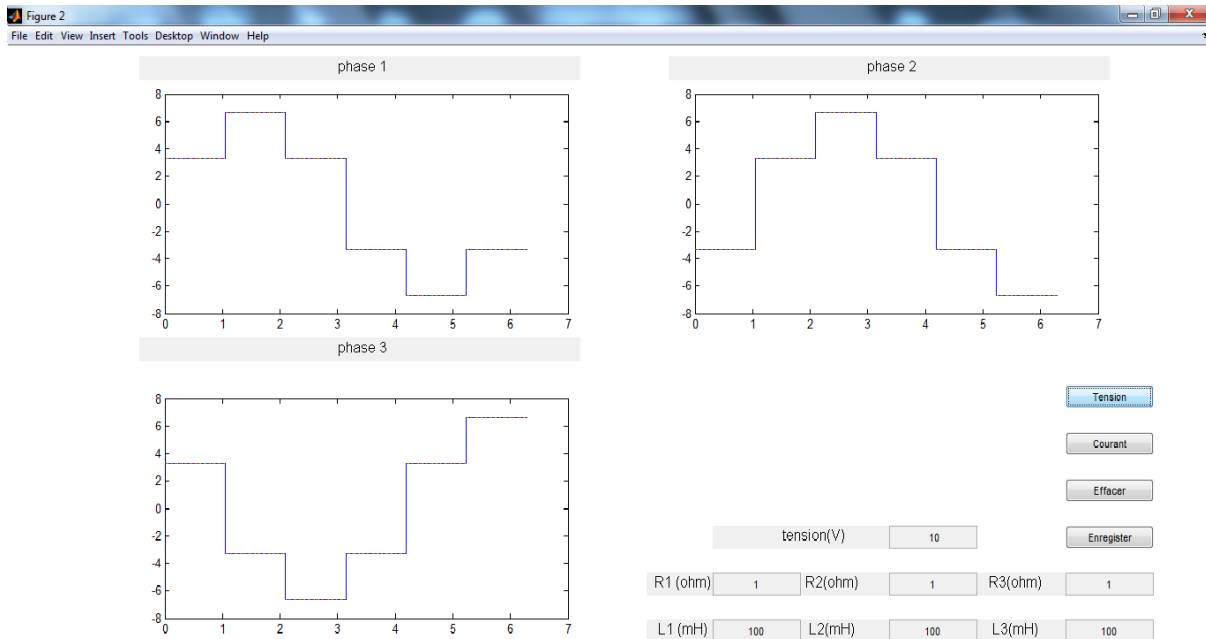


Figure 5.11: Fenêtre Onduleur pleine onde

L'interface ci-dessus permet donc de simuler un déséquilibre de charge

Quatre boutons sont à la disposition de l'utilisateur :

- Tension : trace les trois tensions de sorties.
- Courant : trace les trois courants.
- Effacer : Réinitialise les valeurs des entrées.
- Enregistrer : Crée un fichier (.mat) contenant les données de tension pouvant être chargées par la fenêtre principale afin d'analyser le vecteur d'espace.

Chapitre V : Compléments de l'Application EPQA

4.5 Onduleur triphasé à MLI :

La fenêtre Onduleur à MLI est composée de trois espaces pour les graphiques pouvant accueillir les tensions et les courants triphasés.

Elle possède en entrées de données la tension, la fréquence, l'indice de modulation, le rapport cyclique ainsi que la valeur de la charge sur chaque une de ces trois phases.

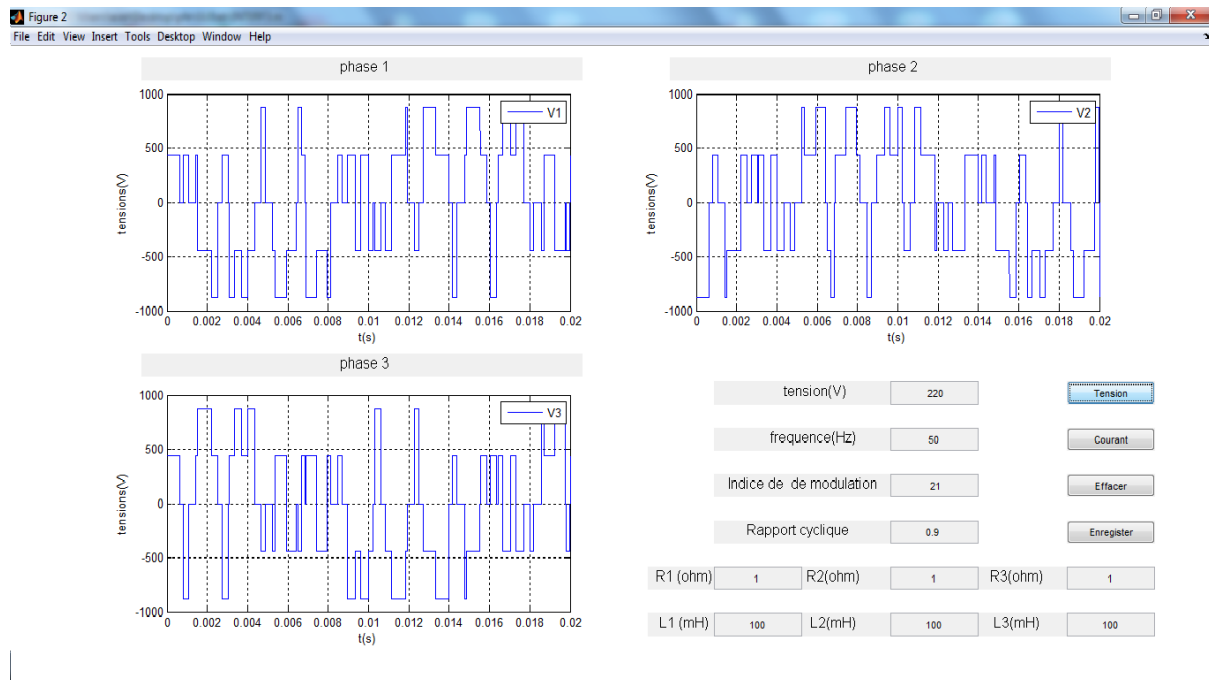


Figure 5.12: Fenêtre Onduleur à MLI

L'interface ci-dessus permet donc de simuler un déséquilibre de charge

Quatre boutons sont à la disposition de l'utilisateur :

- Tension : trace les trois tensions de sorties.
- Courant : trace les trois courants.
- Effacer : Réinitialise les valeurs des entrées.
- Enregistrer : Crée un fichier (.mat) contenant les donnée de tension pouvant être chargée par la fenêtre principale afin d'analyser le vecteur d'espace.

5 Conclusion :

En partant de l'application EPQA réalisée l'année passée nous avons tenté d'y apporter quelques compléments en y ajoutant des convertisseurs tel que des gradateurs et des onduleurs pleine ondes et à MLI ce qui nous a permis de simuler le fonctionnement de ces convertisseur les signaux de tensions et de courants puis de visualiser l'impact de certains défauts tel que des creux de tensions et des déséquilibre de charge sur ces même signaux.

Chapitre VI :

Cas Pratique Audit

Energétique

Généralités sur les audits énergétiques :

L'audit énergétique est un ensemble d'opération de diagnostic de la consommation d'énergie au sein d'un établissement à travers la réalisation de recherches, d'études et de contrôles visant à évaluer son niveau de performance énergétique, et à analyser les insuffisances et les causes et enfin proposer des actions correctives.

L'audit énergétique rentre aussi dans le cadre de la mise en œuvre des dispositions de la loi 99-09 relative à la maîtrise de l'énergie notamment son article 23 et du décret exécutif n° 05-495 du 26 décembre 2005 qui prévoit un système d'audit énergétique obligatoire aux grands consommateurs d'énergie, offrant ainsi aux établissements concernés les outils visant à réduire leurs coûts, accroître leurs profits tout en améliorant leur efficacité énergétique.

Les effets induits par la mise en œuvre de l'audit énergétique et les correctifs qu'il entraîne sur la consommation nationale d'énergie comportent, non seulement un volet économique évident mais répondent également aux obligations relatives à la protection de l'environnement.

Dans le cadre de notre PFE et en collaboration avec l'APRUE (Agence pour la Promotion et la Rationalisation de l'Energie électrique) nous avons réalisé une étude de la consommation de l'énergie électrique au niveau de la filiale SAFIA de l'entreprise COGRAL, plus précisément au sein de son unité de production 6.

Audit Cogral « SAFIA » Unité de production 6 :

1 Procédé de raffinage des huiles :

Le raffinage des huiles englobe toutes les opérations auxquelles une huile végétale brute est soumise, afin d'obtenir un produit fini stable et comestible, dont la couleur, l'aspect, le goût et l'odeur le rendent apte à la consommation domestique.

La plupart des huiles végétales contiennent des impuretés, telles qu'acides gras, phosphatides, peroxydes, pigments, métaux, qui doivent être éliminées pour obtenir un produit propre à la consommation.

Le raffinage chimique comporte les étapes suivantes :

- Dégommage à l'acide, suivi de la neutralisation à la soude caustique,
- Décoloration,
- Filtration,
- Désodorisation.

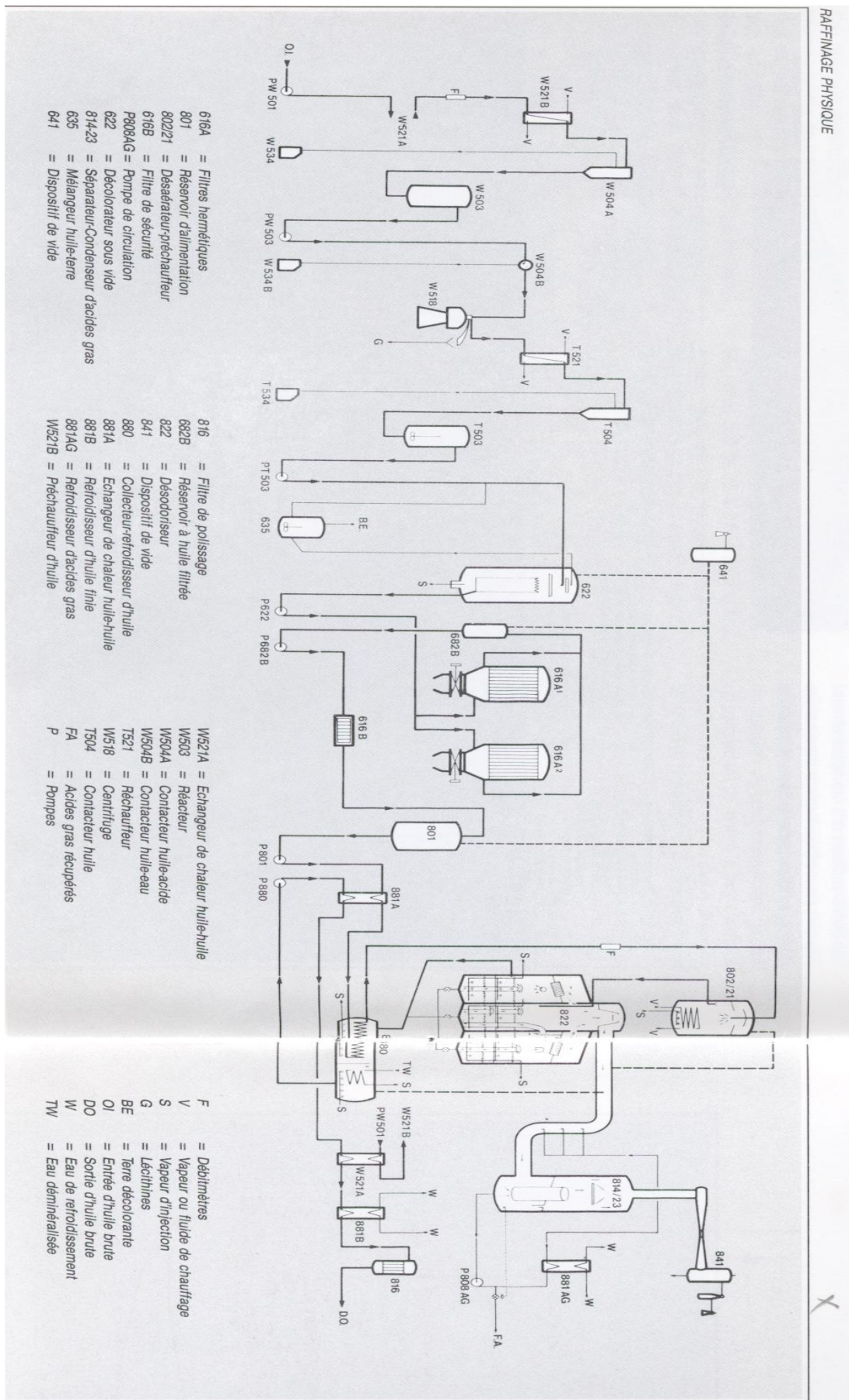


Figure 6.1 : Schéma synoptique du raffinage des huiles

1.1 Neutralisation:

Réchauffage de l'huile:

L'huile brute de stockage est envoyée vers le réservoir intermédiaire d'où elle est pompée par la pompe vers les échangeurs de chaleur où l'huile est chauffée à environ 90°C par l'huile de la désodorisation.

Lors de la mise en marche de l'installation, il n'y a pas d'huile chaude de la désodorisation disponible et l'huile brute sera chauffée par le réchauffeur, la température de l'huile est ajustée par la régulation thermique comprenant la sonde thermométrique et la vanne de régulation. Dès que la désodorisation est en marche, l'huile sera chauffée par l'huile chaude de la désodorisation à travers des échangeurs.

Le réchauffeur restera néanmoins en marche pour réchauffer l'huile brute à la température de 90°C, au cas où celle-ci n'aurait pas été atteinte.

Addition et mélange avec l'acide:

L'acide phosphorique, à une concentration d'environ 85%, alimenté par la pompe doseuse est ajouté à l'huile chaude juste avant que celle-ci n'entre dans le mélangeur centrifuge, l'acide est finement dispersé dans l'huile par agitation, le mélange ainsi obtenu est envoyé vers le réacteur, où il est maintenu en agitation pendant environ 25 mn pour que l'attaque acide des gommes puisse se produire.

Addition et mélange avec la soude caustique :

Du réacteur, l'huile est envoyée vers le mélangeur statique où la solution de soude caustique, pompée par la pompe doseuse est ajoutée, le mélange est envoyé vers le réacteur, où il est maintenu en agitation pour que la réaction de neutralisation des acides gras par la formation de savons puisse avoir lieu.

Premier lavage de l'huile :

L'huile venant du séparateur est chargée de savon qui sera enlevé par deux lavages à l'eau chaude. L'huile sortant du séparateur est pompée vers le réchauffeur d'huile pour être réchauffée à 90°C. L'eau chaude de lavage venant du réservoir est ajoutée à l'huile dans un mélangeur statique où les deux liquides seront bien mélangés.

Deuxième lavage de l'huile :

Pour éliminer le reste du savon un second lavage à l'eau est nécessaire, le procédé est identique à celui employé pour le premier lavage à l'eau.

1.2 Décoloration continue et automatique :

La pompe alimente l'huile au sécheur-désaérateur sous vide en passant à travers le réchauffeur où l'huile est réchauffée à la température désirée. Une partie de l'huile alimentée par la pompe est envoyée en continu au mélangeur, où elle est mélangée avec la terre décolorante dosée par la trémie doseuse, le mélange intime huile, terre est aspiré par le vide en continu dans le décolorateur. L'huile désaérée et séchée dans le sécheur arrive en continu au décolorateur, où le temps de rétention réglable, l'agitateur spécial à turbines et les chicanages participent à l'obtention d'une excellente dispersion de l'élément adsorbant.

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

Le temps de retention est contrôlé par un contrôleur de niveau et réglé en fonction des résultats de laboratoire, le décolorateur est pourvu aussi de serpentin de chauffage.

La suspension huile/terre est envoyée en continu par la pompe à la section de filtration passant à travers le refroidisseur E309/02 où la suspension est refroidie à la température de 80°C.

1.3 Filtration :

La filtration de l'huile chargée de terre décolorante est réalisée dans des filtres hermétiques éléments filtrants en acier inoxydable. La couche de terre se forme graduellement sur la couche filtrante, celle-ci ne doit pas excéder 10kg de terre par m² de filtre, la pression de filtration maximale ne peut pas dépasser 4,5 bar. C'est la condition qui déterminera le changement d'un filtre à l'autre. En pratique un cycle de filtration pour un dosage de 0,8 % de terre sera de 4h. Il est à noter que les filtres travaillent alternativement, c.à.d. qu'un filtre est en opération de filtration d'huile, tandis que l'autre est en opération de récupération d'huile par soufflage du gâteau à la vapeur. Après filtration et vidange de l'huile des filtres, le gâteau adhérent sur les toiles métallique contient environ 50% d'huile, cette huile est partiellement récupérée au moyen d'un soufflage à la vapeur à 3 bar durant environ 30mn.

L'huile est recueillie dans le collecteur des filtrats et s'écoule vers un des réservoirs d'ou les vapeurs s'échappent vers l'atmosphère en passant par le condenseur de buées.

L'eau provenant de la condensation de la vapeur dans le réservoir décante et doit être drainée de temps en temps, tandis que l'huile récupérée par décantation après soufflage est pompée. Après soufflage, le gâteau est détaché automatiquement par vibrations appliquées sur les cadres supportant les toiles filtrantes et les terres épuisées sont évacuées à leur tour.

1.4 La désodorisation :

La désodorisation est la dernière phase du raffinage des huiles, elle demande une très grande attention afin d'obtenir une huile finie de première qualité.

Le processus de désodorisation consiste à préchauffer l'huile venant de la décoloration par de l'huile désodorisée dans un échangeur de chaleur, l'huile préchauffée est ensuite chauffée sous vide à la température requise par de la vapeur haute pression circulant à l'intérieur d'un serpentin pour éliminer par évaporation les produits indésirables.

L'huile ainsi chauffée s'écoule vers le désodoriseur ou elle restera le temps nécessaire pour éliminer en injectant de la vapeur vive, les odeurs et saveurs indésirables, détruire certains pigments du type caroténoïde et réduire la quantité d'acides gras au taux requis.

Le désodoriseur de forme cylindrique verticale est divisé en 9 compartiments équipés chacun d'une couronne d'injection de vapeur ainsi que de deux pompes d'agitation à jet de vapeur. L'huile du réchauffeur est alimentée en continue au premier compartiment est ensuite transférée d'un compartiment à l'autre au moyen d'une pompe à jet de vapeur, le temps de séjour total est de 90 mn. L'huile désodorisée est ensuite drainée sous vide, vers des échangeurs ou elle est refroidie à la température requise, Après refroidissement, l'huile passe par des filtres de polissage avant d'être envoyée au stockage.[26]

2 Bilan de production :

L'UP6 est une filiale du groupe COGRAL, elle est composée d'une seule unité spécialisée dans la production d'huile et du produit végétal aromatisé. Sa capacité de production est de 220 tonnes jour d'huile raffinée, sa production actuelle avoisine 160 tonnes jour avec un pic qui a atteint 220 tonnes jour le mois de janvier 2011.

Produits		Capacité de production Tonne/j	2011 Tonne	2012 Tonne
Huiles végétales	Raffinage	220	19 032.99	19 095.204
	Conditionnement	230	20 020.09	19 326.724

Tableau 6.1 : Evolution de la production pendant les deux dernières années

2.1 Consommation en énergie et en eau :

Les diverses formes d'énergie utilisées dans l'UP6 sont l'électricité et le gaz naturel qui sont fournis par la SONELGAZ.

Energie Electrique:

L'alimentation électrique de l'UP6 se fait à travers deux arrivées indépendantes de 10 kV. La première arrivée alimente 4 départs à partir du poste 428 alimentant ainsi 11 transformateurs. La deuxième arrivée alimente le poste 1016 possédant un seul transformateur de puissance 100kVA. La plus grande quantité de l'énergie électrique consommée dans l'UP6 est utilisée pour le fonctionnement des ateliers de raffinage et pour la production de l'air comprimé.

Pour ces deux dernières années la consommation annuelle moyenne d'électricité de l'UP6 avoisine les **5 GWh** correspondant à une facture énergétique annuelle de l'ordre de **13millions de Dinars**.

Gaz naturel:

Pour le gaz naturel, l'UP6 est un client moyenne pression de la Sonelgaz, l'acheminement du gaz se fait par une arrivée de niveaux de pression de 260 mbar. La totalité du gaz consommée par l'UP6 est utilisée dans les chaudières pour la production de la vapeur.

En ce qui concerne la consommation du gaz naturel moyenne pour les deux dernières années, se situe au environ de **14 millions de thermies**, correspondant à une facture énergétique moyenne d'environ **6.7millions de Dinars**.

Eau :

L'alimentation de l'UP6 en eau se fait à travers une conduite, cette eau est principalement utilisée dans le processus de production de vapeur, pour le refroidissement et pour d'autres utilisations tel que le nettoyage le réseau incendie etc. L'analyse des consommations de l'eau de l'unité UP6 des deux dernières années a montré que cette unité consomme une quantité moyenne annuelle de l'ordre de **110.000 mètres cube**, correspondant à une facture de l'ordre de **7,5 millions de dinars**.

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

	Unité	2011	2012
Electricité	kWh	3 007 755	7 198 044
Facture d'électricité	DA	9 441 573,48	17 015 126,6
Gaz	Thermies	17 072 498	10 525 250
Montant de la facture du gaz	DA	7 329 430,05	6 024 282
Eau	m ³	173 320	65 520
Montant de la facture de l'eau	DA	1 1543 992,6	4 379 540,79
Montant total de l'énergie	DA	16 771 003,53	23 039 408,6
Montant total en énergie et en eau	DA	28 314 996,13	27 418 949,39

Tableau 6.2 : Consommation en énergie et en eau pour les années 2011 et 2012

D'une manière générale l'UP6, paye annuellement près de 27 millions de Dinars pour sa consommation en eau et en énergie.

La répartition de ce montant se fait de la manière suivante :

Année 2011

- Electricité : **33.34%**
- Gaz : **25.88 %**
- Eau : **40,76%**

Année 2012 :

- Electricité : **62.05%**
- Gaz : **21.97%**
- Eau : **15,97%**

On remarque une variation notable de la consommation en énergie et en eau d'une année à l'autre pour une production annuelle relativement stable ceci pourrait être du a des erreurs de facturation.

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

3 Etude de l'alimentation électrique de l'unité de production 6 :

3.1 Introduction:

L'UP6 puise son énergie électrique de deux sources 10kV. Elle est liée à la SONELGAZ par deux contrats de facturation : le **0456** concernant le poste 428 (qui sera désigné dans toute l'étude par « source 1 ») et le **4012** concernant la source 1016 (et qui sera désigné dans toute l'étude par « source 2 »).

Les liaisons entre le poste principal (10kV/400V) et les sous stations se font en 400V.

3.2 Installation Electrique :

Source 1 :

L'UP6 est alimentée par une première arrivée, de 10kV. La puissance mise à disposition pour ce poste est de 1500 KW.

Poste de livraison:

Le premier poste de livraison est un poste moyenne tension conçu pour une tension de service de 10kV, il comporte 11 transformateurs de puissance MT/BT dont les caractéristiques sont les suivantes :

Transformateur	TR1	TR2	TR3	TR4	TR5	TR6	TR7	TR8	TR9	TR10	TR11
Constructeur	ENEL	ENEL	ENEL	ENEL	France transfo	France transfo	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB
Puissance (KVA)	1000	1000	160	160	1250	1250	1000	630	630	315	315
Couplage	Dyn 11	Dyn 11	Dyn 11	Dyn 11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11

Tableau 6.3 : Transformateurs reliés au poste 1

Tableau Général basse tension (T.G.B.T):

Les transformateurs alimentent les jeux de barres d'un TGBT qui désertent, en basse tension, les armoires de distribution des différents ateliers. Les départs vers les ateliers sont protégés par des disjoncteurs de type différentiels.

Ces transformateurs alimentent les ateliers suivants :

- **Raffinage;**
- **Chaufferie;**
- **Eclairage;**
- **CDH (conditionnement);**
- **Soufflage;**
- **Bâtiment administratif.**

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

Installation de secours:

Présence d'un groupe électrogène de 630 kVA hors service non raccordé au réseau d'alimentation.

Batteries de condensateurs :

Présence de 10 batteries de condensateurs de 12.5 kVAr chacune hors service non raccordé au réseau d'alimentation.

Comptage :

Le tableau de comptage de la SONELGAZ comprend un seul compteur électronique qui indique :

- ❑ L'énergie active des trois postes horaires (pleines, de pointe et creuses) ;
- ❑ L'énergie réactive ;
- ❑ Le facteur de puissance ;
- ❑ La puissance maximale atteinte ou appelée (P.M.A).

Ce compteur possède un décalage horaire de 60mn ce qui engendre un préjudice financier ainsi qu'un historique des factures faussé.

Source 2:

L'UP6 est alimentée par une deuxième arrivée, de 10kV. La puissance mise à disposition souscrite pour ce poste est de 120 kW.

Poste de livraison :

Le deuxième poste de livraison est un poste moyenne tension conçu pour une tension de service de 10kV, il comporte un transformateur de puissance MT/BT dont les caractéristiques sont les suivantes :

Transformateur	TR
Constructeur	PAUWELS
Année de fabrication	1972
Puissance (kVA)	100
Couplage	Yz_n
Tension primaire (kV)	10
Tension secondaire (V)	220
Fréquence (Hz)	50

Tableau 6.4:Caractéristiques du transformateur relié au poste 2

Tableau Général basse tension (T.G.B.T):

Chaque transformateur est protégé à son secondaire par un disjoncteur et alimente un jeu de barres BT (220V).

Le transformateur alimente les départs suivants :

- **Atelier bobinage ;**
- **Laboratoire ;**
- **Eclairage.**

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

Installation de secours

Absence des installations de secours

Installation des batteries de condensateurs :

Absence de batteries de condensateurs

Comptage :

Le tableau de comptage de la SONELGAZ de cette arrivée comprend un seul compteur électronique qui indique :

- L'énergie active des trois postes horaires (pleines, pointe et creuses) ;
- L'énergie réactive ;
- Le facteur de puissance ;
- La puissance maximale atteinte (P.M.A).

3.3 Schéma unifilaire:

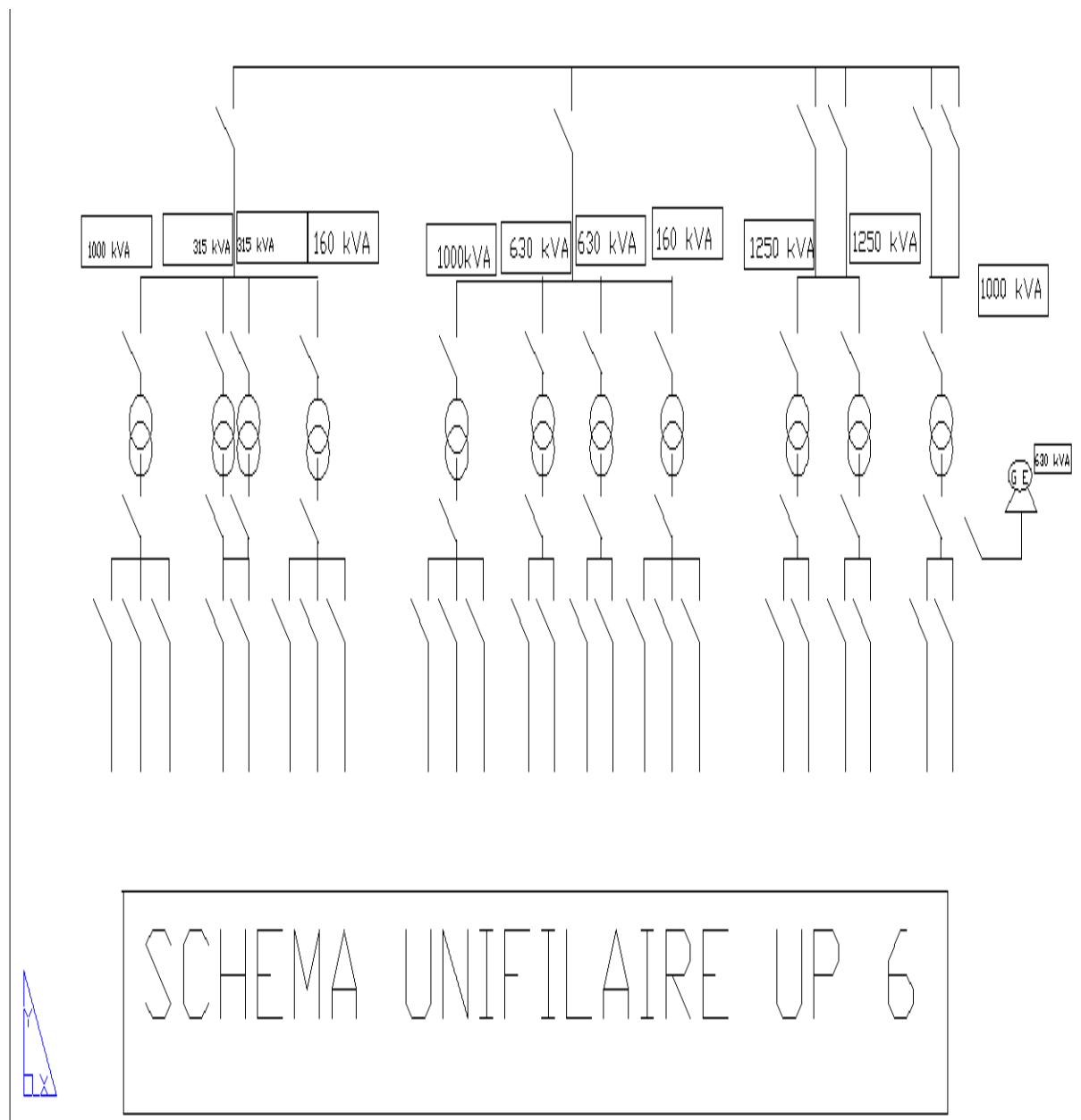


Figure 5.2: Schéma Unifilaire UP6

3.4 Analyse de la facturation:

3.4.1 Introduction :

L'UP6 est liée à SONELAZ par deux contrats de facturation : le **0456** d'une PMD 1500kW et le **4012** d'une PMD 120kW.

Pour l'UP6, l'optimisation de la facture énergétique est de plus en plus une nécessité; l'objectif étant de diminuer la part de l'énergie dans le coût final de la fabrication du produit fini, pour y parvenir, il existe plusieurs solutions techniques.

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

Le poste 428 de l'UP6 est abonné au tarif 41 les prix de l'énergie électrique dépendent des heures d'utilisation

Le poste 1016 de L'UP6 est abonné au tarif 43 les prix de l'énergie électriques dépendent aussi des heures d'utilisation.

3.4.2 Spécifications tarifaires :

Source 1 :

Le tarif 41 est partitionné comme suite :

1. Poste horaire pointe:

Ce poste est valable tous les jours de l'année, il a une durée de quatre heures qui commence de 17h00 et s'arrête à 21h00 ce poste correspond aux heures les plus chargées.

2. Poste horaire pleines :

Il est valable tous les jours de l'année, correspond aux heures moyennement chargées, il a une durée de 12 heures et 30 minutes, de 6h00 à 17h00 et de 21h00 à 22h30.

3. Poste horaire creuses :

Valable aussi tous les jours de l'année, correspond aux heures les moins chargées, il a une durée de 7 heures et 30 minutes de 22h30 à 6h00.

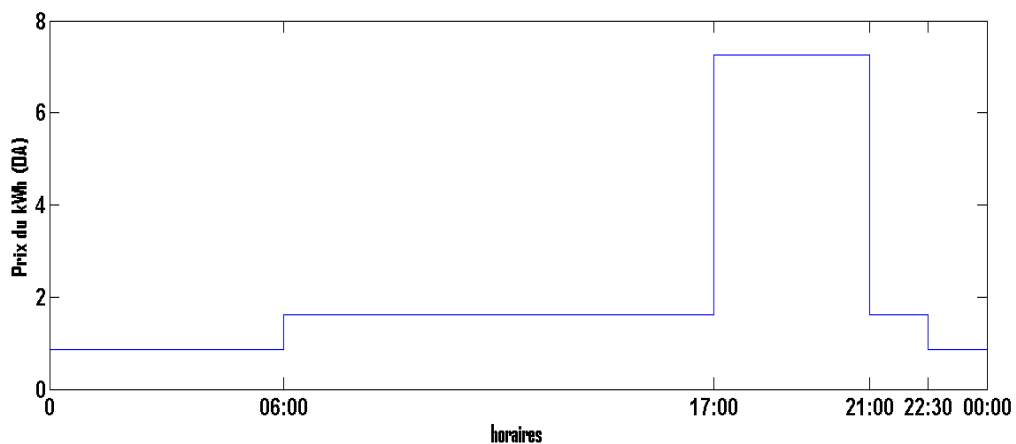


Figure 6.3: Tarification 41 en fonction des plages horaires

Le prix de l'énergie active dépend de la période de sa consommation, en heures de pointe l'électricité coûte 4,5 fois plus chère qu'en heures pleines et de 8,5 fois plus chère que l'électricité en heures creuses. Alors que le prix moyen d'électricité pour le tarif 41 est de 2,31 Da.

Source2 :

Le tarif 43 est partitionné comme suite :

1. Poste horaire jour :

Il est valable tous les jours de l'année, correspond aux heures moyennement chargées, il a une durée de 16 heures et 30 minutes, de 6h00 à 22h30.

3. Poste horaire nuit :

Valable aussi tous les jours de l'année, correspond aux heures les moins chargées, il a une durée de 7 heures et 30 minutes de 22h30 à 6h00.

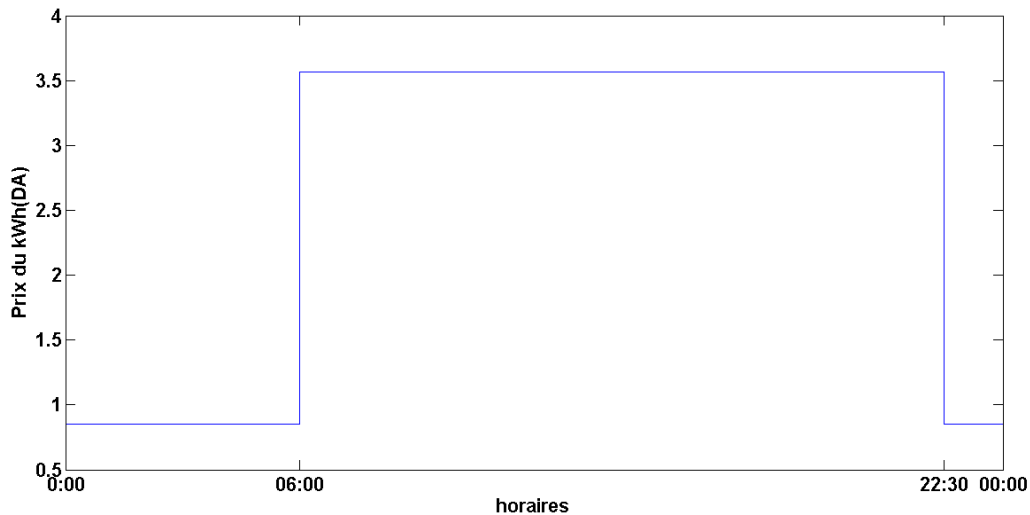


Figure 6.4 : Tarification 43 en fonction des plages horaires

Le prix de l'énergie active dépend de la période de sa consommation, en jour l'électricité coûte 4.12 fois plus chère qu'en nuit, alors que le prix moyen d'électricité pour le tarif 43 est de 2.72Da.

L'analyse des factures d'électricité à été faite pour les deux dernières années (2011, 2012)

3.4.3 Analyse de la consommation d'Energie

Source 1 :

Analyse de l'évolution de la consommation d'énergie active et son coût :

La consommation moyenne annuelle d'énergie active durant les deux dernières années (2011, 2012) de la source 1 s'élève à 2822,024 MWh. Durant ces deux dernières années, on constate que la consommation n'est pas stable, elle est en dents de scie et fluctue entre la valeur minimale de 56075kWh enregistré durant le mois de novembre 2011 correspondante a un prix de 126 114,637 Da et la valeur maximale 425 826 kWh enregistrée durant le mois d'aout 2012 correspondante à un prix de 976 108,5 Da.

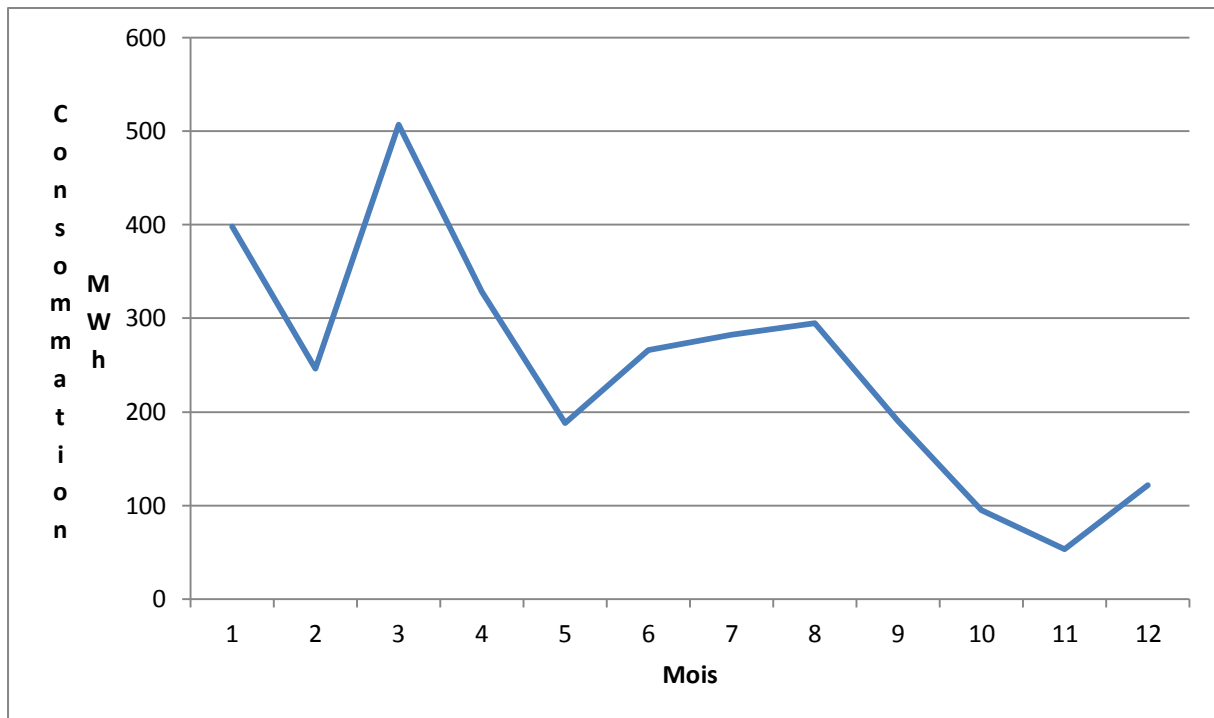


Figure 6.5 : consommation mensuelle en énergie active pour l'année 2011

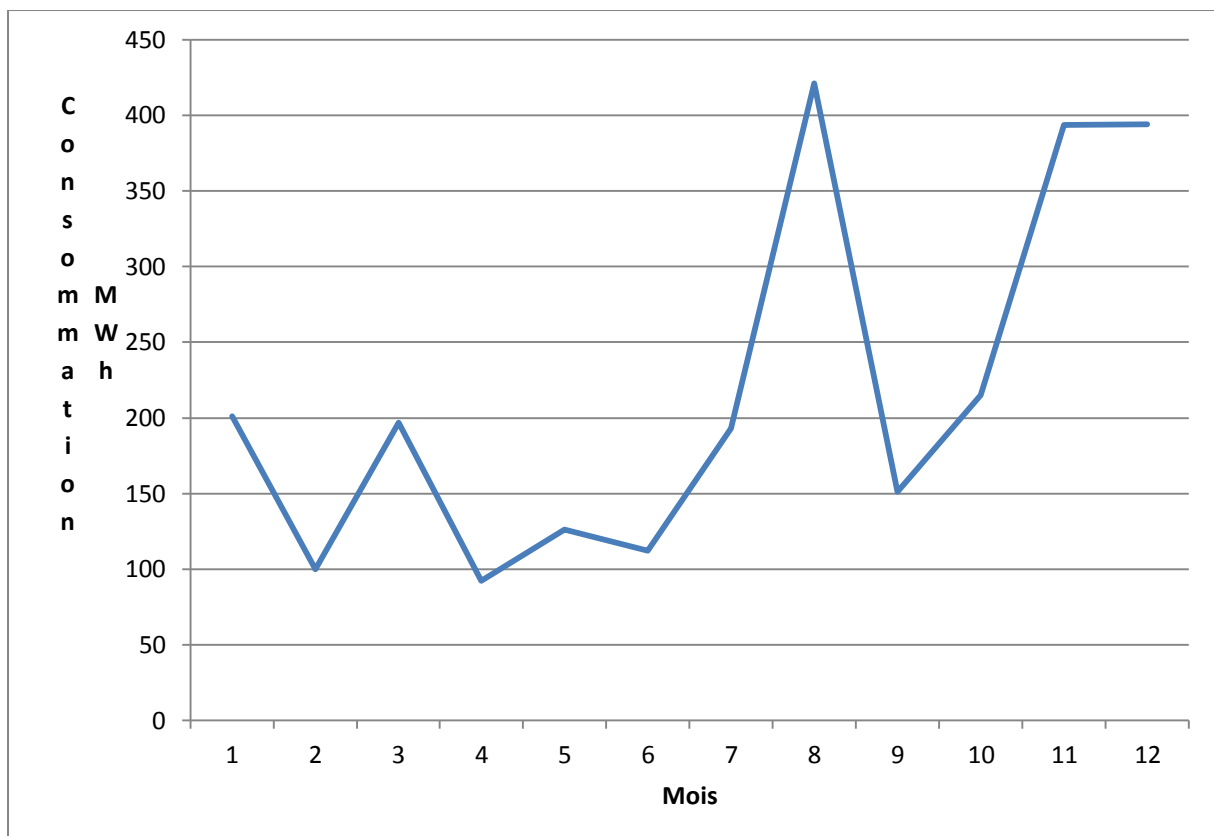


Figure 6.6 : consommation mensuelle en énergie active pour l'année 2012

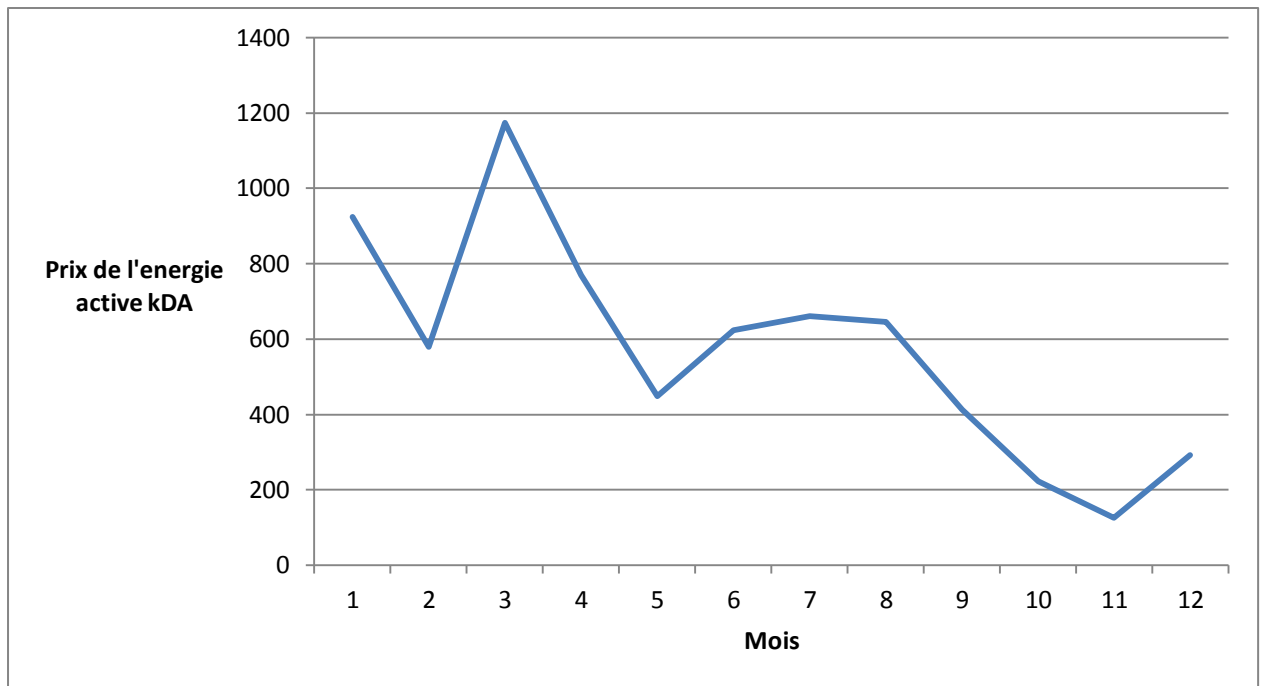


Figure 6.7 : Prix de l'énergie active durant l'année 2011

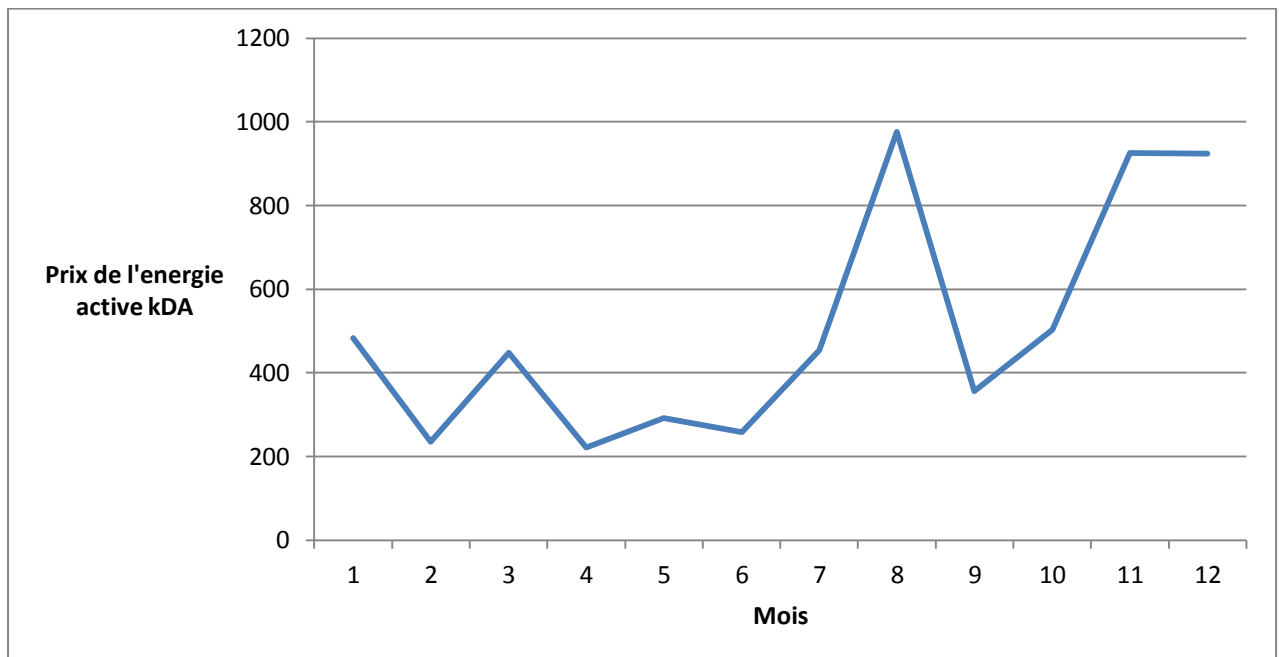


Figure 6.8 : Prix de l'énergie active durant l'année 2012

b) Répartition de la consommation d'énergie active :

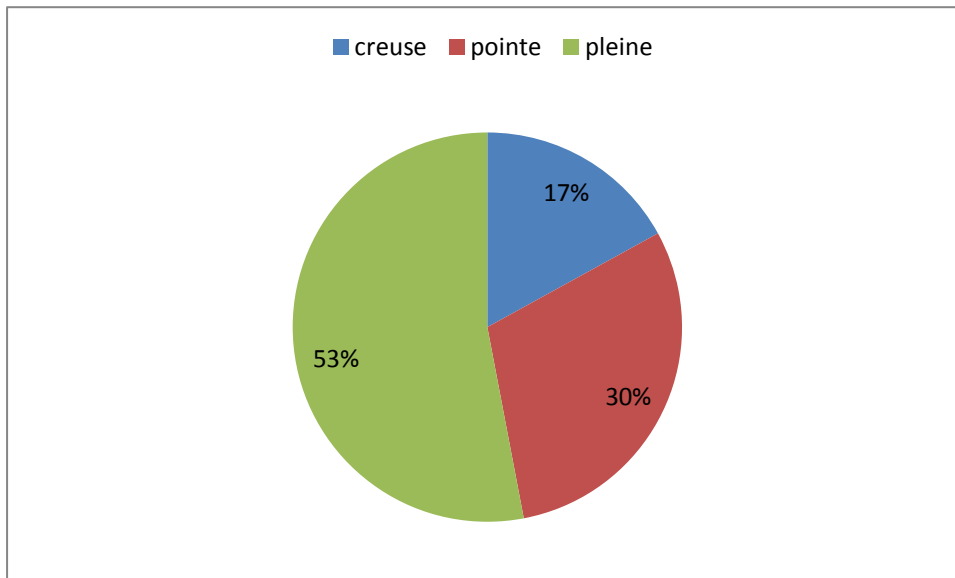


Figure 6.9 : Répartition de l'énergie active suivant les plages horaires année 2011

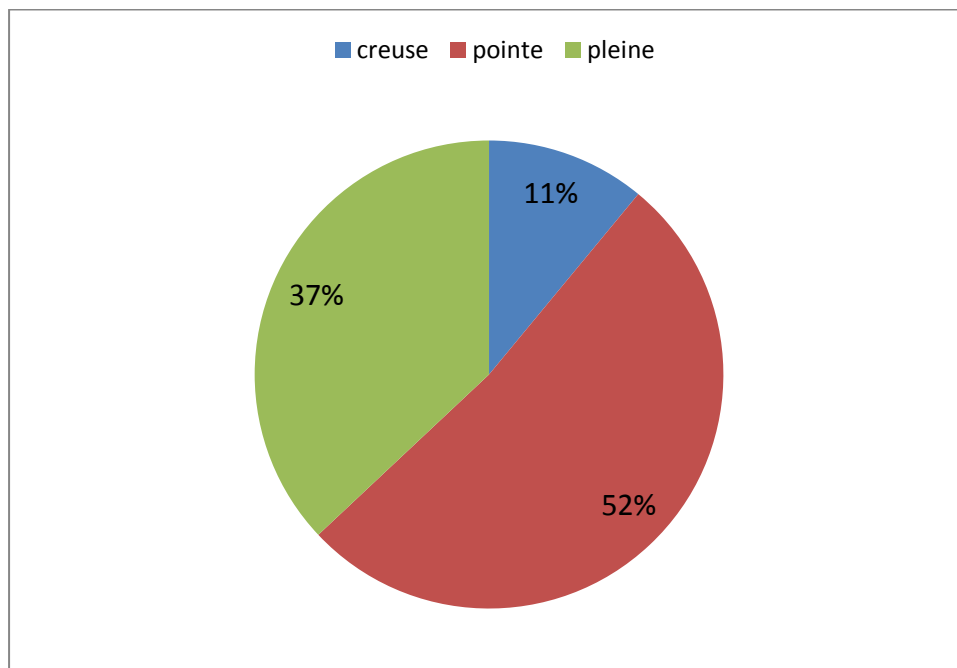


Figure 6.10: Répartition de la facture de l'énergie active suivant les plages horaires année 2011

La répartition de la consommation d'énergie électrique pour l'année 2011 se fait comme suit : 17% de l'énergie totale est consommée pendant les heures creuses (7,5 heures/jour), 30%

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

pendant les heures de pointe (4 heures/jour) et 53% pendant les heures pleines (12,5 heures/jour) comme le montre la figure 3.9.

On peut donc voir que plus de la moitié de l'énergie active est consommée durant les heures pleines.

D'un autre côté, les 17% consommée pendant les heures creuses constituent seulement 10.55% du coût total de l'énergie active alors que la part de l'énergie consommée pendant les heures de pointe équivalente à 30% à la consommation totale représente 51.95% du montant global de la facture l'entreprise devrait donc essayer de répartir sa consommation durant les postes horaires ou le prix du kilowattheures est moindre.

Postes horaires tarif 41	Taux de consommation d'énergie(%)	Taux du prix a payé (%)
Poste pleine	53	37.5
Poste pointe	30	51.95
Poste creuse	17	10.55

Tableau 6.5 : Taux de consommation d'énergie et prix en fonction des postes horaires

Analyse de l'évolution de la consommation d'énergie réactive :

L'énergie fournie par la SONELGAZ est normalement accompagnée d'une quantité d'énergie réactive pouvant aller jusqu'au 50% de l'énergie active.

L'excédent est facturé à l'abonné selon le tarif en vigueur appliqué. Une consommation d'énergie réactive inférieure au seuil de 50% donne lieu à une bonification ; par contre une consommation supérieure entraîne une pénalité.

L'examen des factures électriques montre que l'UP6 consomme du réactif dans des proportions qui se situent, en moyenne sur les deux ans (2011, 2012), aux environs de 110 % des consommations d'énergie active.

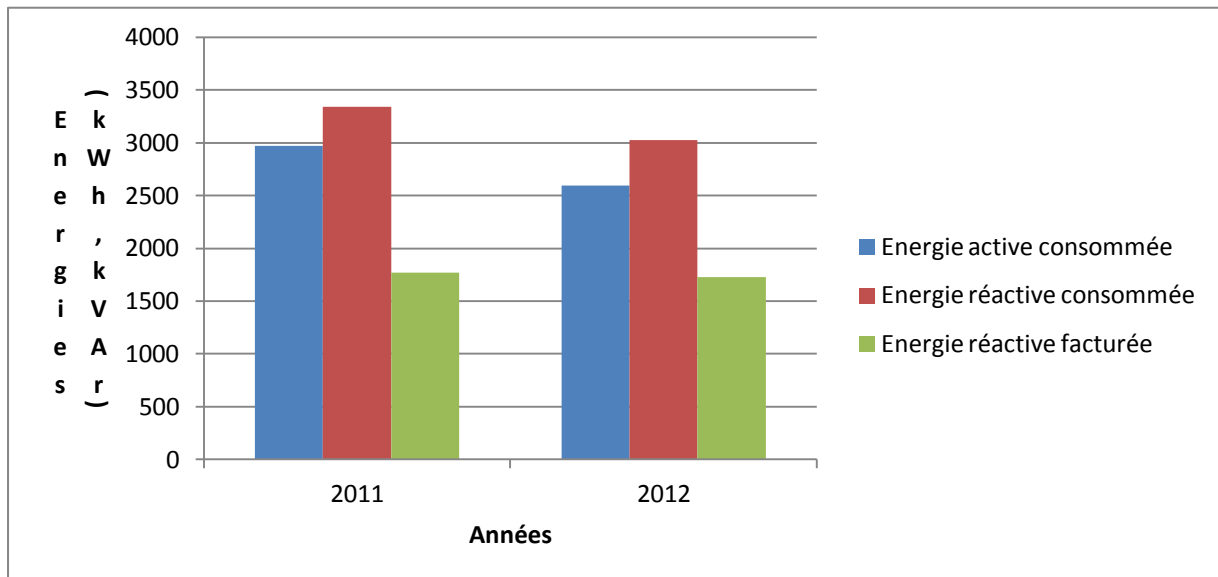


Figure 6.11 : Energie active et réactives consommées durant les années 2011 et 2012

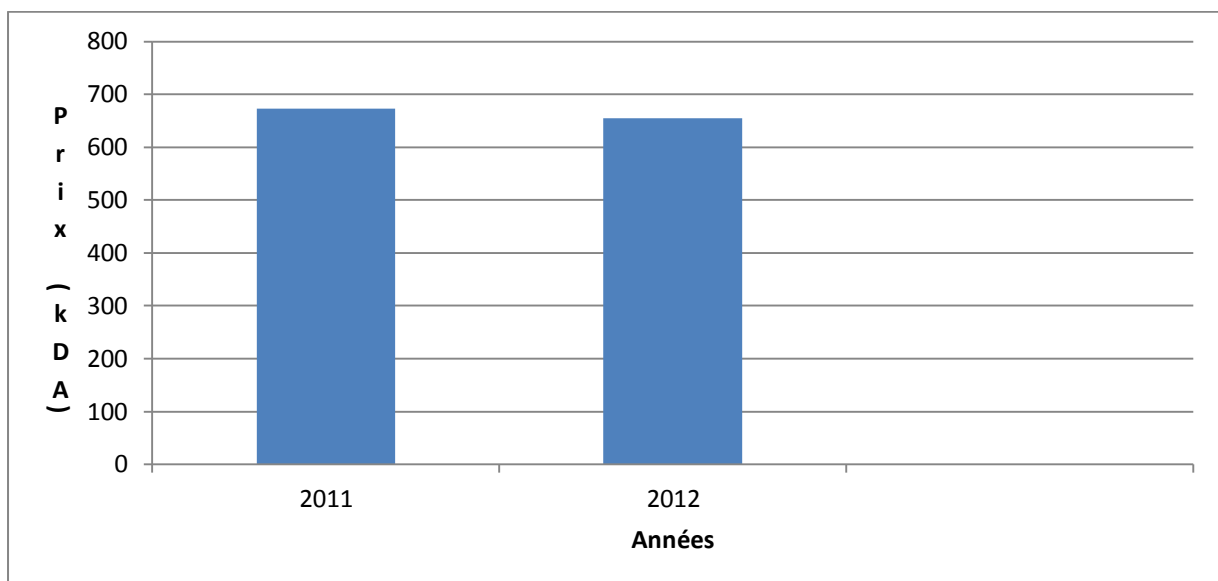


Figure 6.12 : Prix des pénalités occasionnées durant les années 2011 et 2012

Choix de la PMD et utilisation de la PMA :

La puissance mise à disposition ou PMD est la puissance réservée par Sonelgaz en vertu d'un accord avec l'abonné et que ce dernier peut appeler selon ces besoins. Cette puissance est choisie par l'abonné (avec ou sans le conseil de la Sonelgaz) parmi les valeurs normalisées.

La PMA est la puissance maximale absorbée (appelée) par l'abonné durant un mois et qui est mesurée par un appareil indicateur de puissance. Elle doit être toujours inférieure ou au maximum égale à la PMD.

En analysant le graphe de l'évolution de la PMA en fonction de la PMD (1500kW), on constate que la valeur maximale appelée durant ces deux dernières années est de 910 kW.

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

Donc, plus de 590 kW reste inutilisée. Il est alors recommandé à l'UP6 de renégocier le contrat de souscription avec Sonelgaz pour réduire la PMD à 1000 kW.

La réduction de la PMD de 1500 à 1000 KW engendrera des économies financières à l'UP6 de l'ordre de 118 020 **DA** par an et cela sans aucun investissement.

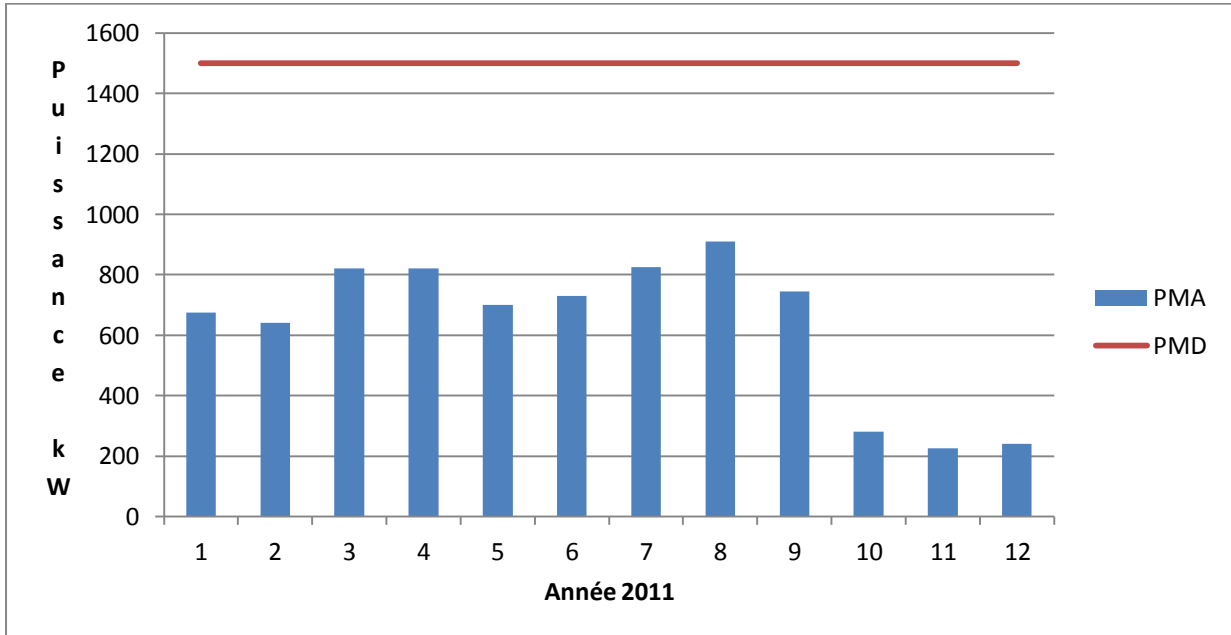


Figure 6.13: Evolution de la PMA durant les années 2011

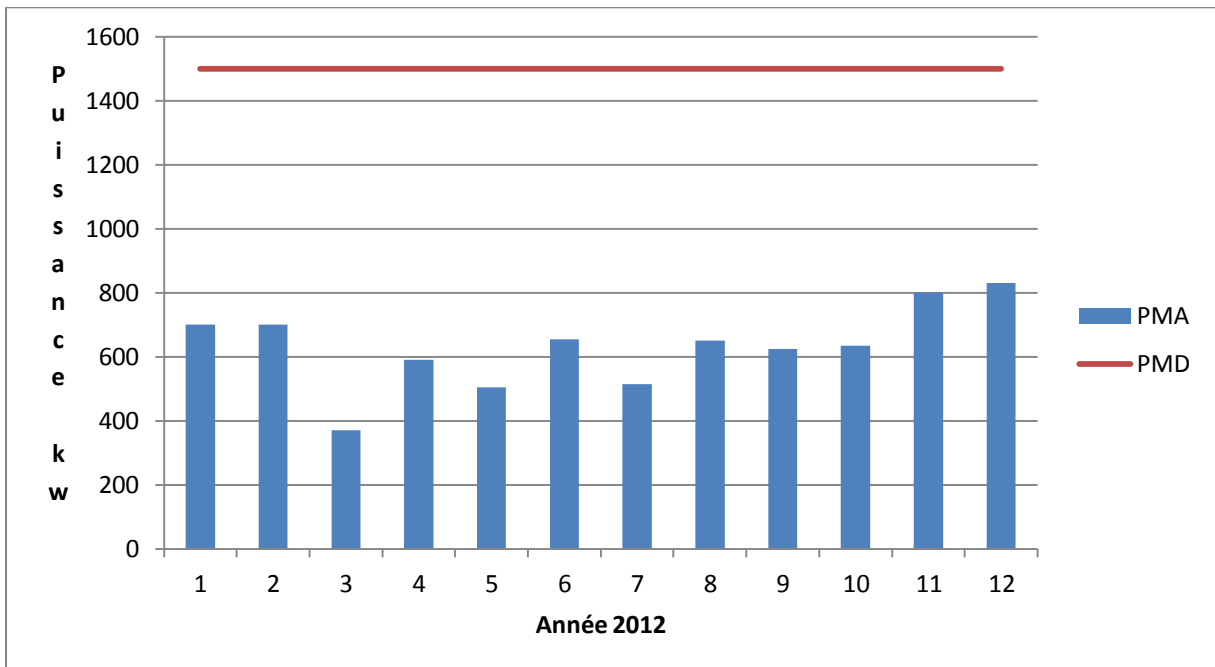


Figure 6.14 : Evolution de la PMA durant l'année 2012

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

Source 2 :

Analyse de l'évolution de la consommation d'énergie active et son coût :

La consommation moyenne annuelle d'énergie active durant les deux années précédente (2011, 2012) s'élève à 54 866kWh, Durant ces deux dernières années, on constate que la consommation n'est pas stable, elle est en dents de scie et fluctue entre la valeur minimale de 1732kWh enregistré durant le mois de novembre 2011 et la valeur 8108 kWh enregistré durant le mois de mars 2012.

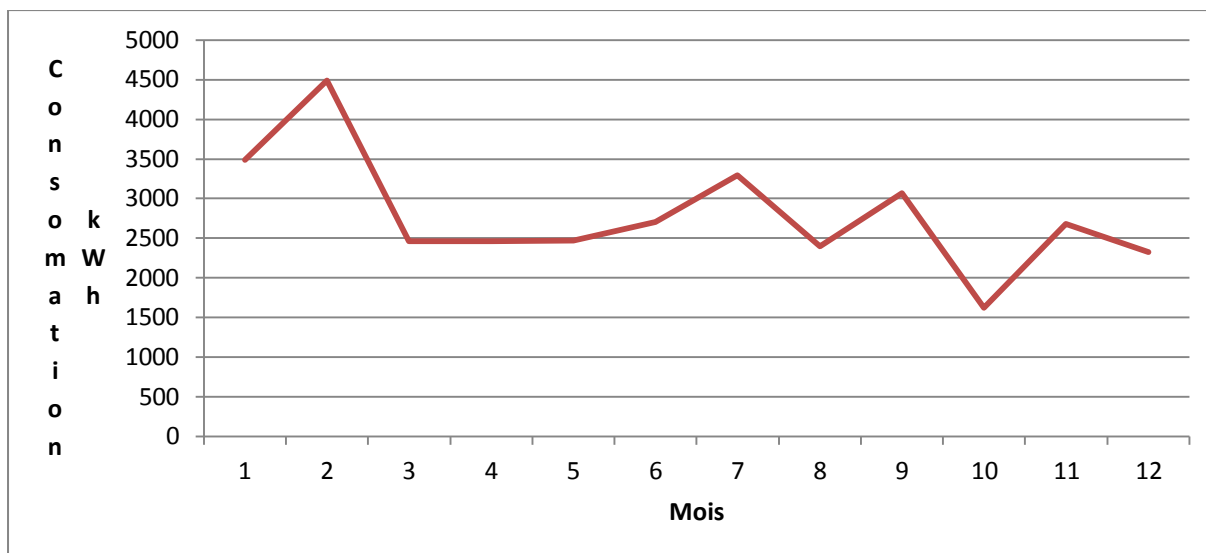


Figure 6.15 : Consommation d'énergie active durant l'année 2011



Figure 6.16 : Consommation d'énergie active durant l'année 2012.

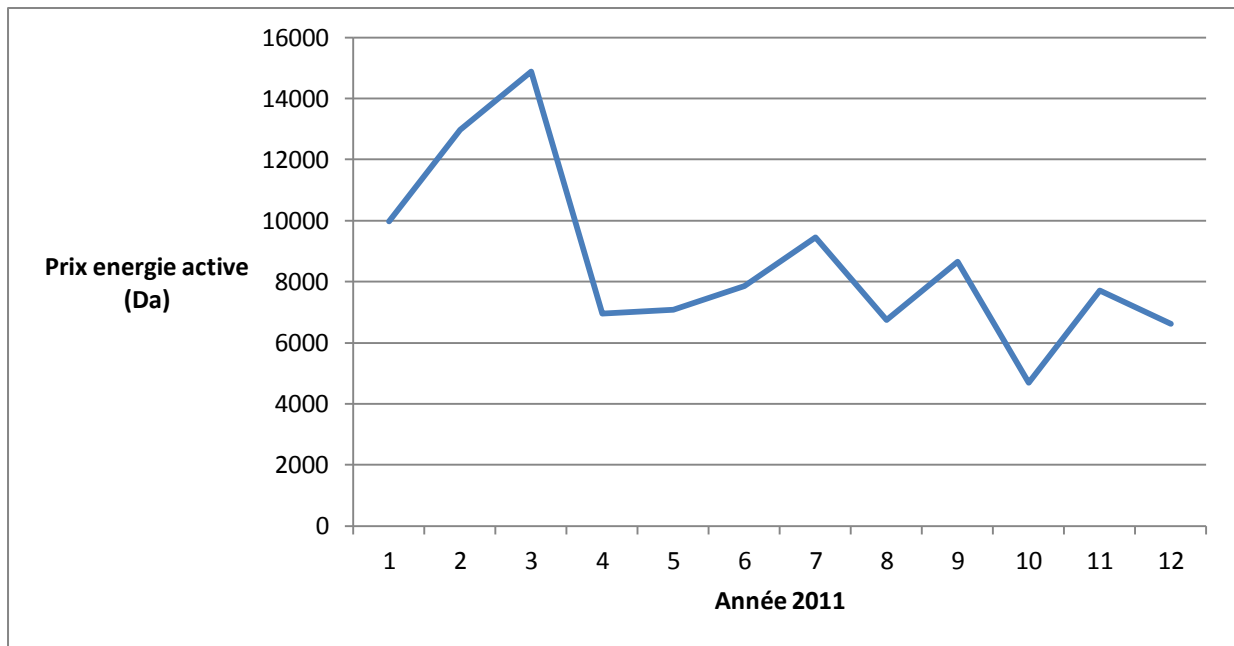


Figure 6.17 : Prix de l'énergie active durant l'année 2011

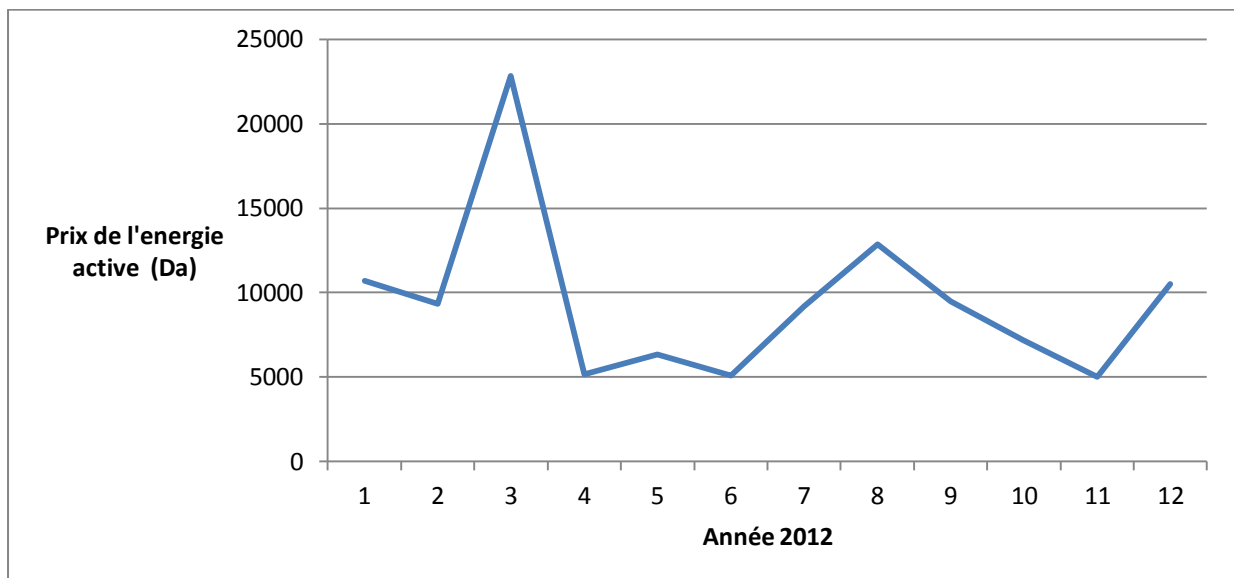


Figure 6.18 : Prix de l'énergie active durant l'année 2012

Répartition de la consommation d'énergie active :

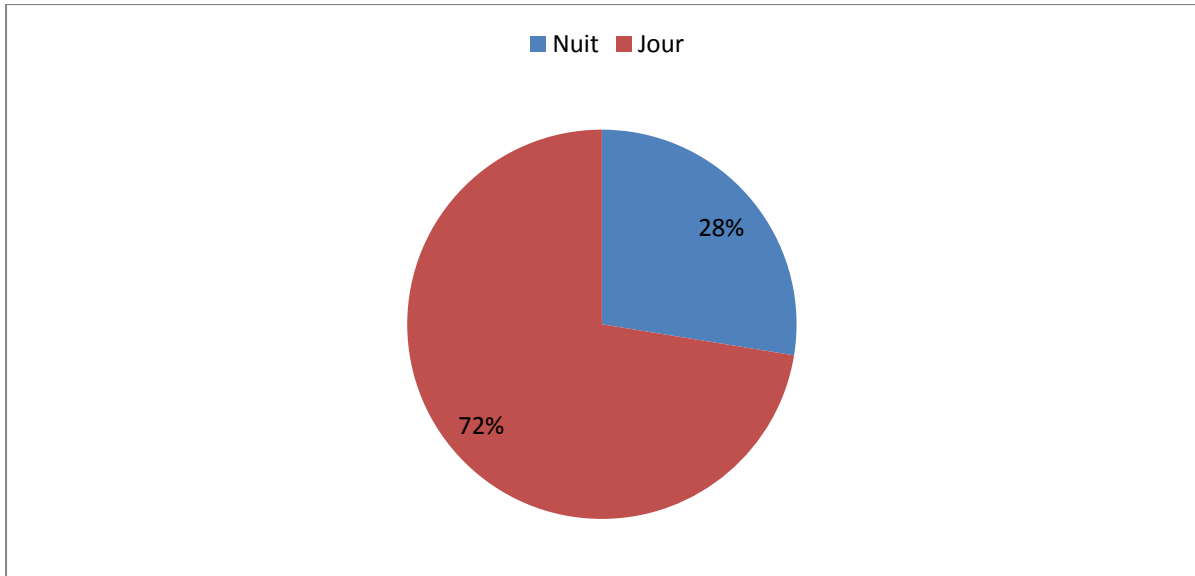


Figure 6.19: Taux de consommation d'énergie active pendant les plages jour et nuit pour une tarification 43 années 2012.

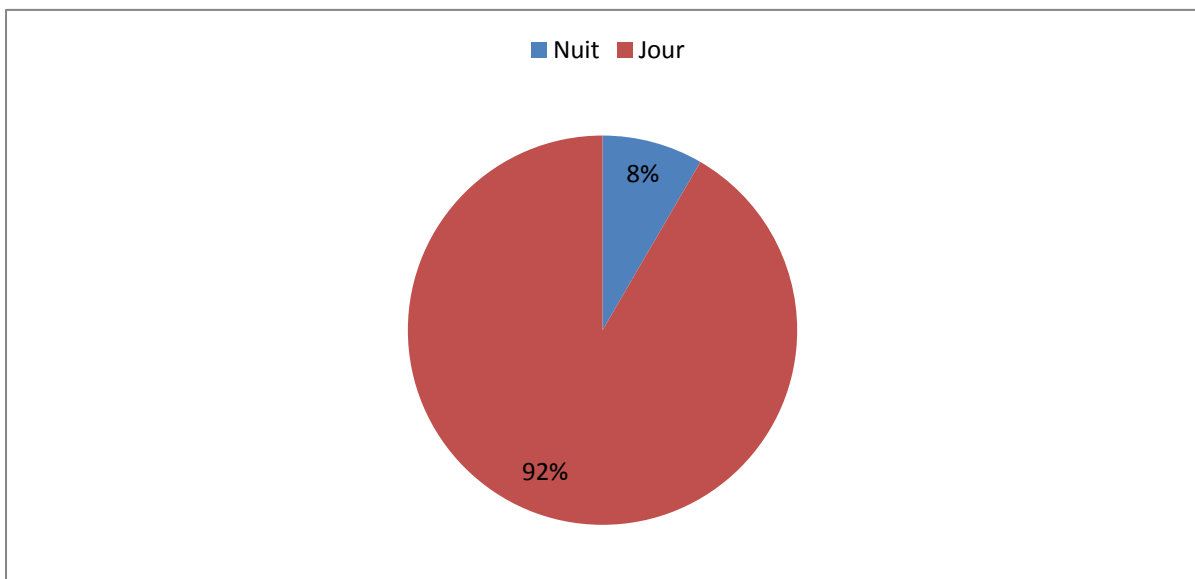


Figure 6.20 : Taux du prix à payer en fonction des plages horaires pour l'année 2012 avec une tarification 43

La répartition de la consommation d'énergie électrique se fait comme suit :

72.45% de l'énergie totale active est consommée pendant la plage jour (16,5 heures/jour), 27.55% pendant la plage nuit (7.5 heures/jour).

Par ailleurs, les 72.45% consommée pendant la plage jour constituent 91.61% du coût total de l'énergie active alors que la part de l'énergie consommée pendant la plage nuit représente 8.34% du montant global de la facture.

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

Postes horaires tarif 43	Taux de consommation d'énergie(%)	Taux du prix a payé (%)
Poste Jour	72.45	91.61
Poste Nuit	27.55	8.34

Tableau 6.6 : Taux de consommation d'énergie et prix en fonction des postes horaires

Analyse de l'évolution de la consommation d'énergie réactive :

L'examen des factures électriques montre que l'UP6 consomme du réactif dans des proportions qui se situent, en moyenne sur les deux ans (2011, 2012), aux environs de 136 % des consommations d'énergie active.

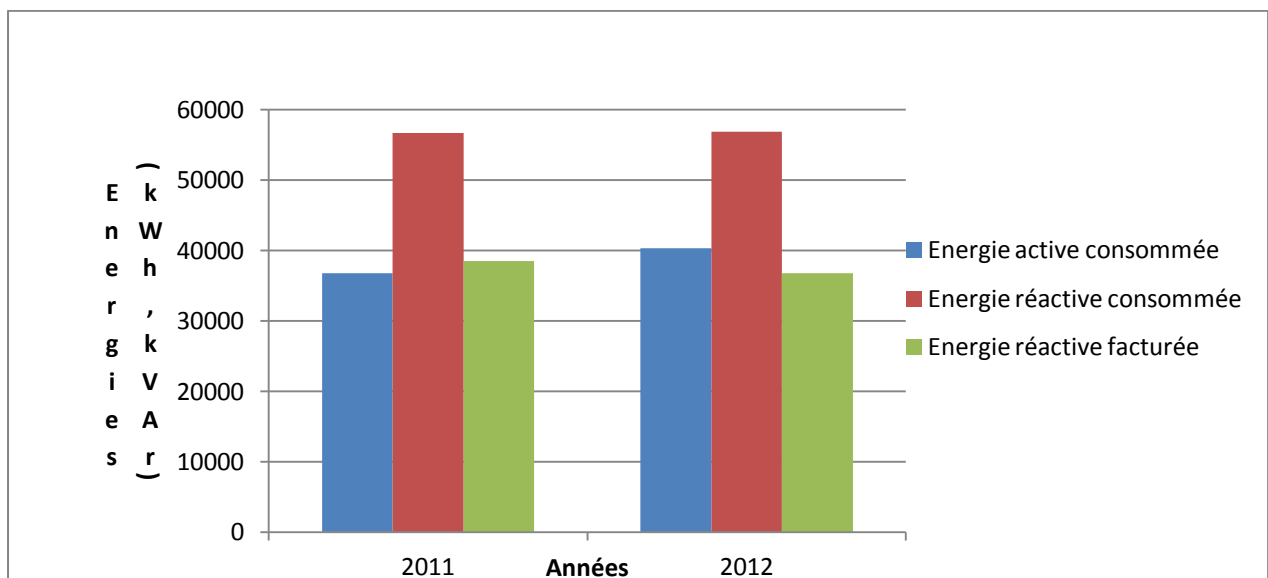


Figure 6.21: Energie active et réactive consommées durant les années 2011 et 2012

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

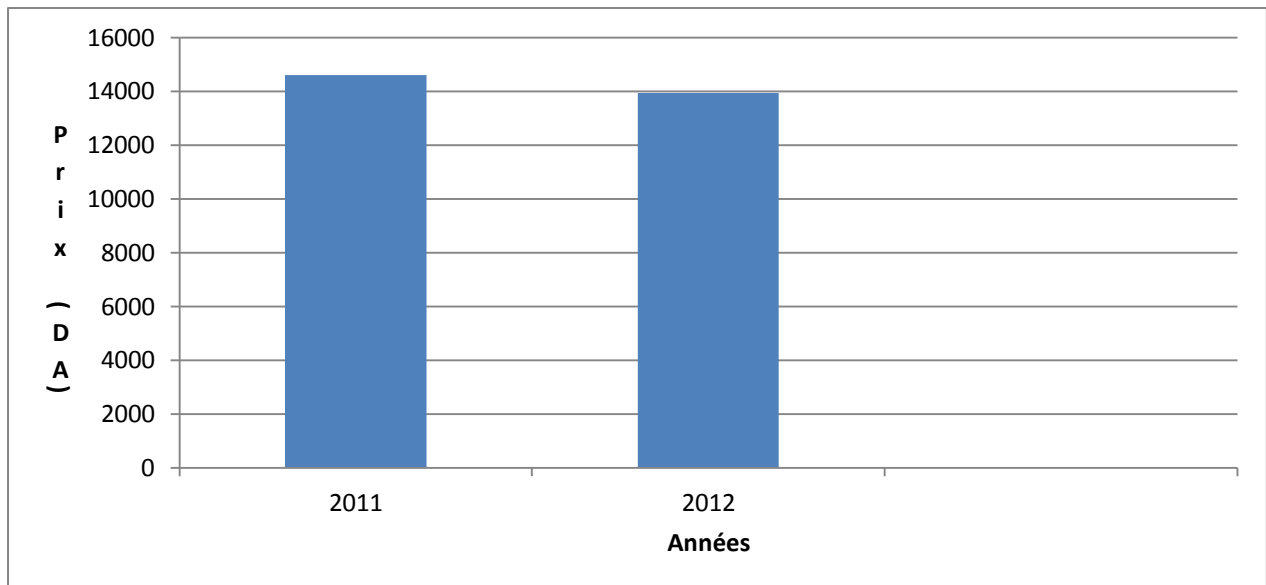


Figure 6.22 : Prix des pénalités occasionnées durant les années 2011 et 2012

Choix de la PMD et utilisation de la PMA :

En analysant le graphe de l'évolution de la PMA en fonction de la PMD (120kW), on constate que la valeur maximale appelée durant ces deux dernières années n'a jamais dépassé les 20 KW.

Donc, plus de 100 kW reste inutilisée. Alors, il est recommandé à l'UP6 de renégocier le contrat de souscription avec Sonelgaz pour réduire la PMD à 50 kW.

La réduction de la PMD de 120 à 50 kW engendrera des économies financières à l'UP6 de l'ordre de **24 729.6 DA/an** et cela sans aucun investissement.

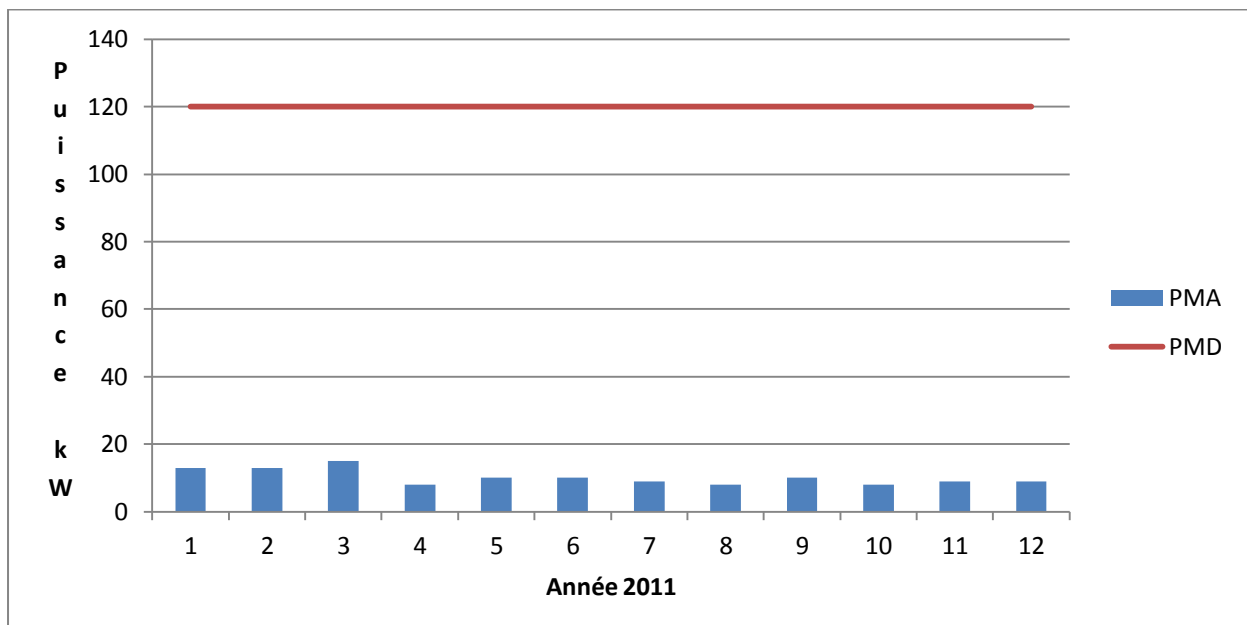


Figure 6.23 : Evolution de la PMA pour l'année 2011

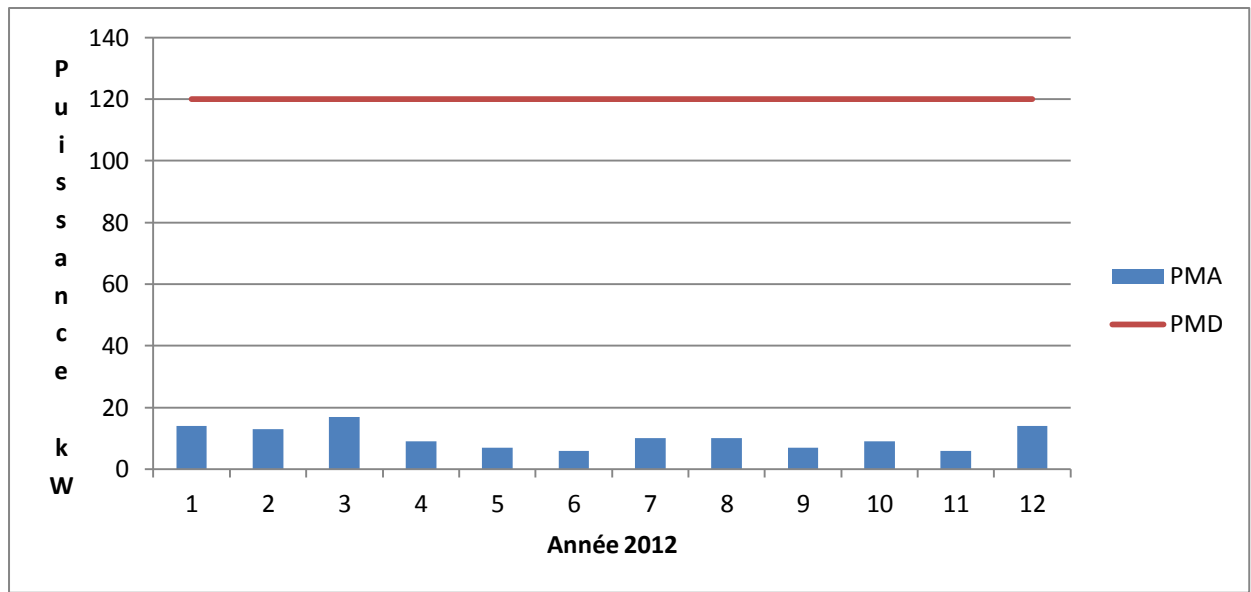


Figure 6.24 : Evolution de la PMA pour l'année 2011

3.5 Bilan de puissance des transformateurs et analyse du réseau :

3.5.1 Bilan de puissance des transformateurs :

Les pertes d'un transformateur se composent des pertes à vide et des pertes en charge.

Les pertes à vide (ou pertes "fer") se produisent au sein du noyau ferromagnétique. Elles sont constantes quel que soit le régime de charge du transformateur, c'est-à-dire quelle que soit la consommation du bâtiment qui y est raccordé.

Les pertes en charge sont, elles, dues à l'effet Joule (perte par échauffement des fils ou feuillards parcourus par un courant), augmentées des pertes additionnelles (pertes supplémentaires occasionnées par les courants parasites dans les enroulements et pièces de construction). Elles varient avec le carré du courant ou de la puissance débitée (si la tension reste constante).

On exprime donc les pertes totales d'un transformateur par :

$$W = W_{fe} + W_{cu} \times \left(\frac{S}{S_n}\right)^2$$

où :

- W = pertes totales du transformateur en charge réelle [W]
- W_{fe} = pertes fer (constantes) [W]
- W_{cu} = pertes en court-circuit à la charge nominale [W]
- S_n = puissance nominale du transformateur [VA]
- S = charge appliquée aux bornes [VA]

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

3.5.2 Bilan énergétique des transformateurs :

Le bilan énergétique des transformateurs s'avère être une des plus importantes étapes du diagnostic énergétique des installations électriques. Le bilan a pour objectif de mettre en relief les pertes engendrées lors du fonctionnement de ces transformateurs. Ces pertes dépendent de la charge, le facteur de puissance des installations alimentées par ces transformateurs, les caractéristiques des transformateurs et leurs modes de fonctionnement.

Lors de nos mesures, la puissance apparente consommée était $S_1 = 330.08$ kVA

$$\text{TRI de 630kVA} : \frac{S_1}{S_n} * 100 = \frac{330.08}{630} * 100 = 52.39\%$$

Paramètres du transformateur	UNITÉ	TRI
Puissance « S_n »	kVA	630
Tension secondaire « U_2 »	V	400
Pertes cuivres « P_{CC} »	kW	6,5
Pertes à vide « P_0 »	kW	1,3
Pertes totales « P_T »	kW	7,8
Tension de court-circuit « U_{CC} »	%	4
Courant à vide « I_0 »	%	1.8
Puissance à compenser en pleine charge « Q_{ch} »	kVAr	35.6

Tableau 6.7 : Caractéristiques et pertes du transformateur 630kVA

Hypothèses de calcul :

Nous calculons tous d'abord le cout unitaire de l'énergie active C_{uea} ainsi que le cout unitaire de l'énergie réactive C_{uer}

Coût moyen du kWh au tarif 41:

$$C_{uea} = \frac{(0.853 * 12.5) + (7.2668 * 4) + (7.5 * 1.6147)}{24} = 2.15 \text{ DA/kWh}$$

$$C_{uea} = 2.15 \text{ DA/kWh}$$

Coût moyen du kVARh au tarif 41 :

$$C_{uer} = 0,3794 \text{ DA/kVARh}$$

Le fonctionnement des transformateurs se répartit comme suite sur une année :

$T_0 = 8760$ heures de fonctionnement à vide.

$T_{ch} = 8000$ heures de fonctionnement en charge.

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

Sachant que pour un transformateur :

Pertes actives à vide = P_0 (KW)

Pertes actives en charge : $P_{ch} = P_{cc} * \left(\frac{S_{ch}}{S_n}\right)^2$

Pertes réactives à vide $Q_0 = \frac{I_0}{100} * S_n$

Pertes réactives en charge $Q_{ch} = \frac{U_{cc}}{100} * \left(\frac{S_{ch}}{S_n}\right)^2 * S_n$

Calcul des pertes et de leurs couts:

Paramètres du transformateur	UNITÉ	TR1
Puissance apparente	kVA	630
Pertes actives à vide	kW	1,3
Pertes actives en charge	kW	1,78
Pertes réactives à vide	kVAr	11,34
Pertes réactives en charge	kVAr	6.91

Tableau 6.8 : Pertes et couts des pertes du transformateur

Les calculs effectués concernant les pertes se font comme suite :

Pertes d'énergie active ΔP (kWh) :

$$\Delta P = (1.3 * 8760 + 1.79 * 8000)$$

$$\Delta P = 25628 \text{ kWh}$$

Pertes d'énergie réactive ΔQ (kVArh) :

$$\Delta Q = (11.34 * 8760 + 6.91 * 8000)$$

$$\Delta Q = 154618.4 \text{ kVArh}$$

Coût des pertes d'énergie active C_{ea} (DA/an) :

$$C_{ea} = 2.15 * 25628$$

$$C_{ea} = 55100.2 \text{ DA/an}$$

Coût des pertes d'énergie réactive C_{er} (DA/an) :

$$C_{er} = 154618.4 * 0,3794$$

Cer = 58662.22 DA/an

Coût total des pertes d'énergie Cet (DA/an) :

$$Cet = 55100.2 + 58662.22$$

Cet = 113762.42 DA/an

Le coût des pertes est élevé et ceci est dû principalement à la marche des transformateurs à charge réduite, ces pertes occasionnent un préjudice financier important.

4 Analyse du réseau :

Nous avons pu effectuer des relevés de qualimétries au sein des postes 1016 et 428 de l'UP6 en utilisant un **analyseur d'énergie C.A 8335 (Qualistar+)** de marque **CHAUVIN ARNOUX**.

Malheureusement et suite à l'impossibilité d'accéder aux autres départs nous n'avons pu effectuer des mesures qu'au niveau du départ 4 en sortie du transformateur 630 kVA.

4.1 Résultats Obtenus :

Les figures suivantes représentent nos relevés effectués le 21 mai 2013 à 13h31 l'usine étant en production.

1. Départ4 poste428 :

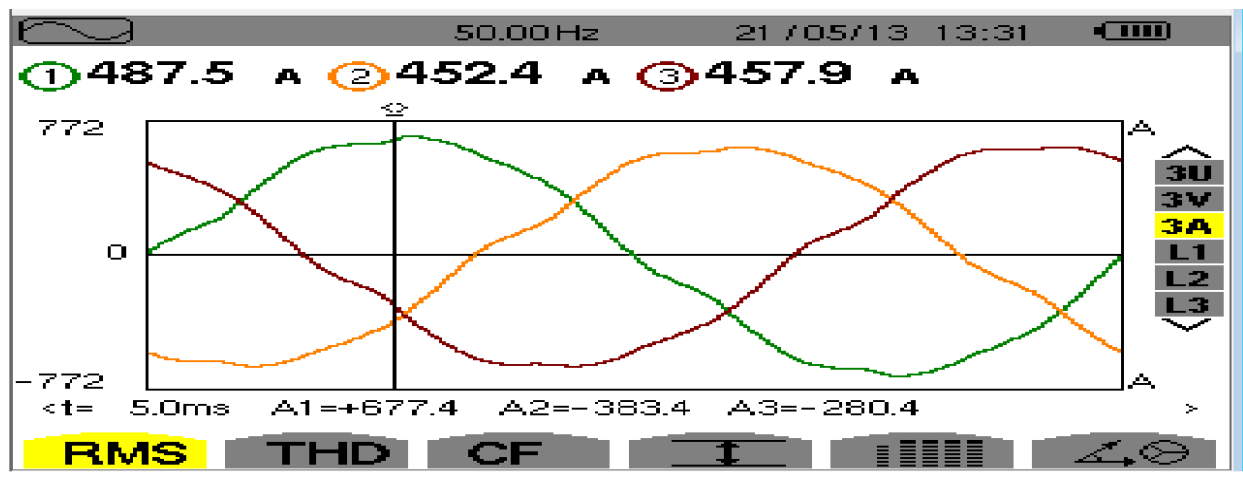


Figure 6.25 : Courants triphasés relevé au niveau du TGBT

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

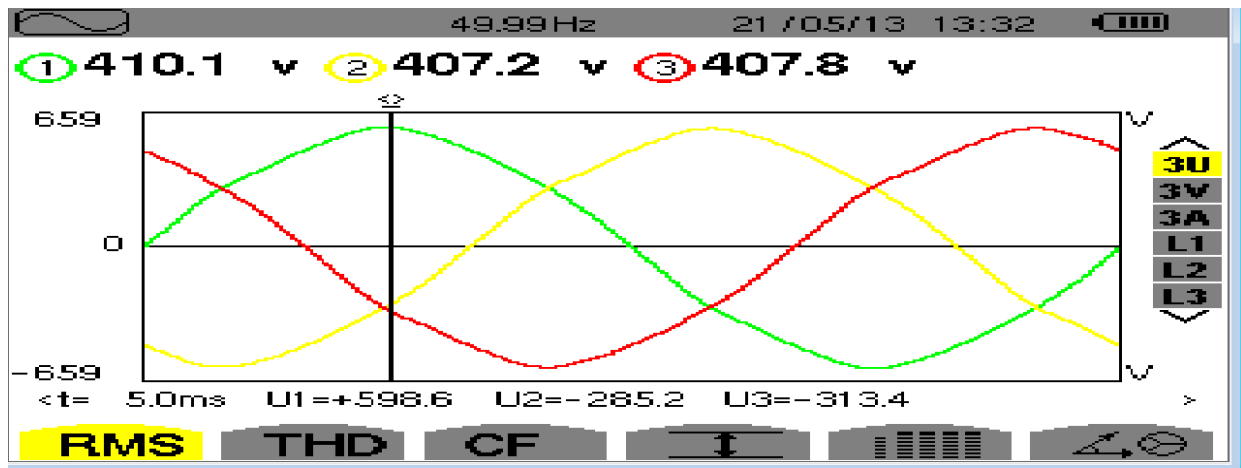


Figure 6.26 : Tensions triphasés relevé au niveau du TGBT

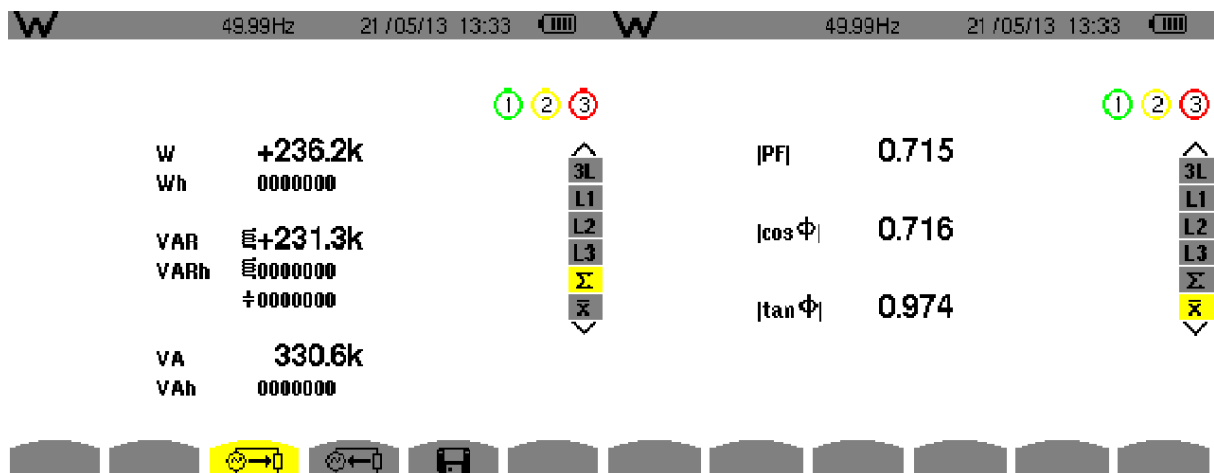


Figure 6.27 : Données relatives aux puissances relevées au niveau du TGBT

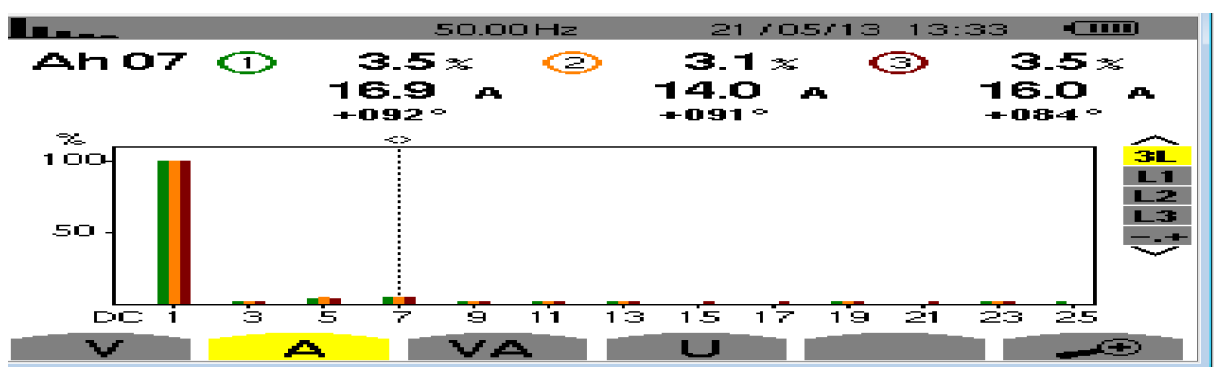


Figure 6.28 : Taux d'harmoniques présente dans le réseau

4.2 Interprétation des résultats :

Les résultats obtenus par l'analyseur de réseau nous ont permis de faire les constatations et interprétations suivantes :

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

L'étude du taux d'harmonique a montré que les harmoniques les plus importantes sont ceux de rang 5 et 7 dont les valeurs avoisinent respectivement les 3 % et 4%. Ceci pourrait être dû aux démarrages des moteurs ou à d'autres charges non linéaires.

Concernant les formes d'ondes des signaux nous remarquons tout d'abord l'absence de creux et déséquilibre cependant leur forme est quelque peu altérée probablement à cause de la présence d'harmoniques.

En ce qui concerne les puissances nous constatons une forte consommation d'énergie réactive et un faible facteur de puissance dont la valeur est de 0.715 ceci est dû à l'absence de compensations de la réactive aussi il apparaît clairement le fonctionnement du transformateur à charge réduite ce fonctionnement occasionne des pertes.

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

Départ poste 1016 :

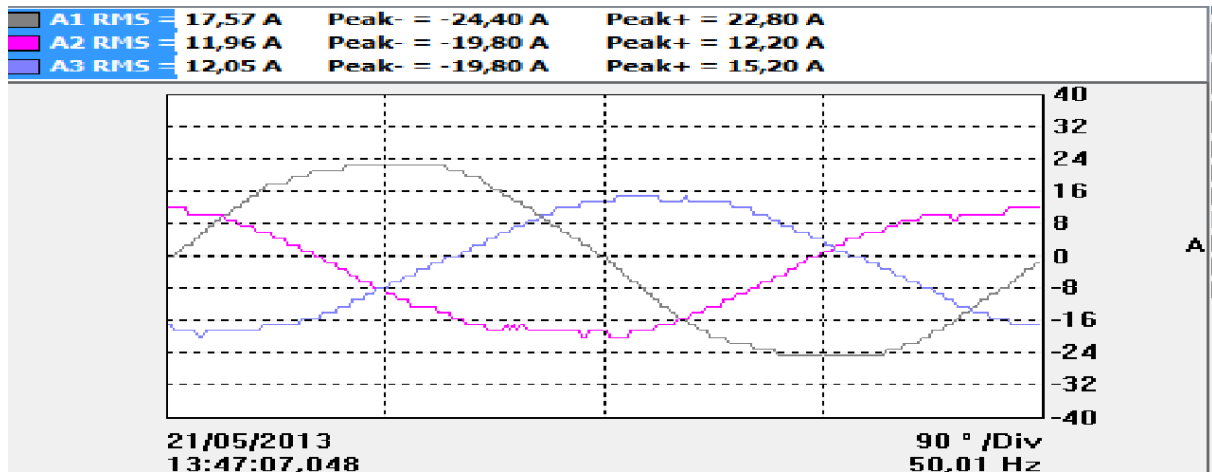


Figure 6.29 : Courants triphasés relevé au niveau du TGBT

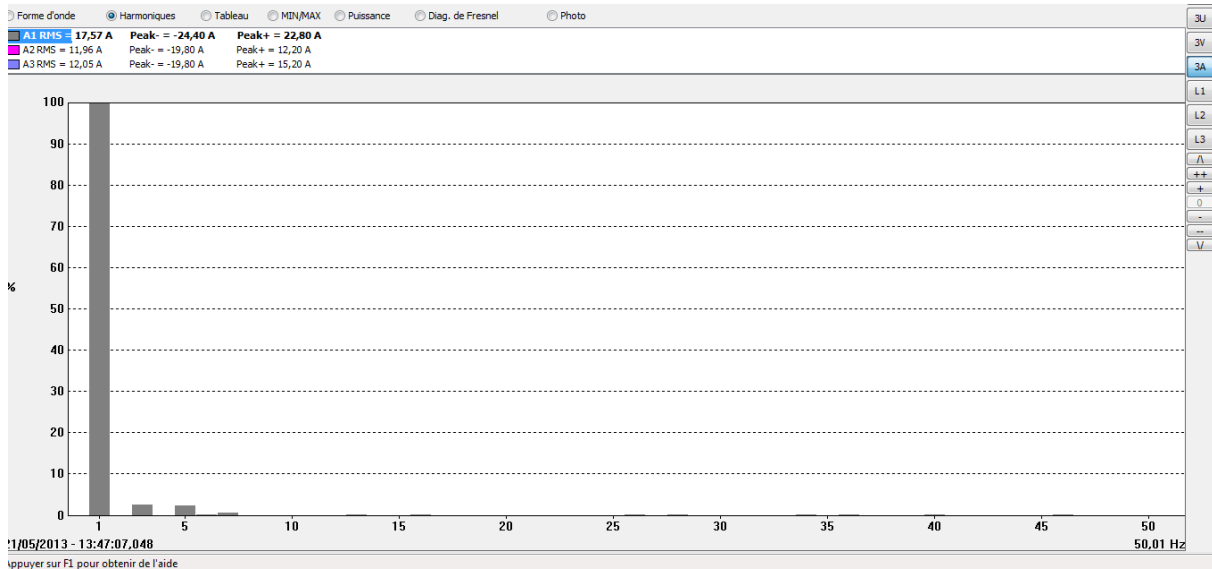


Figure 6.30 : Taux d'harmonique de courant phase1 relevé au niveau du TGBT

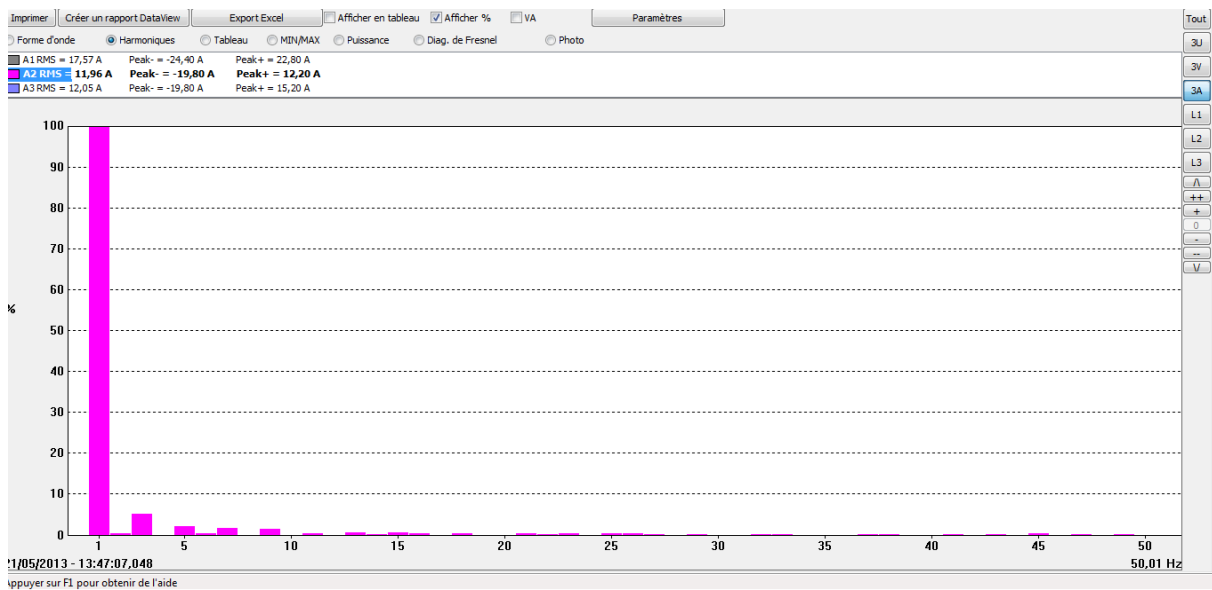


Figure 6.31 : Taux d'harmonique de courant phase2 relevé au niveau du TGBT

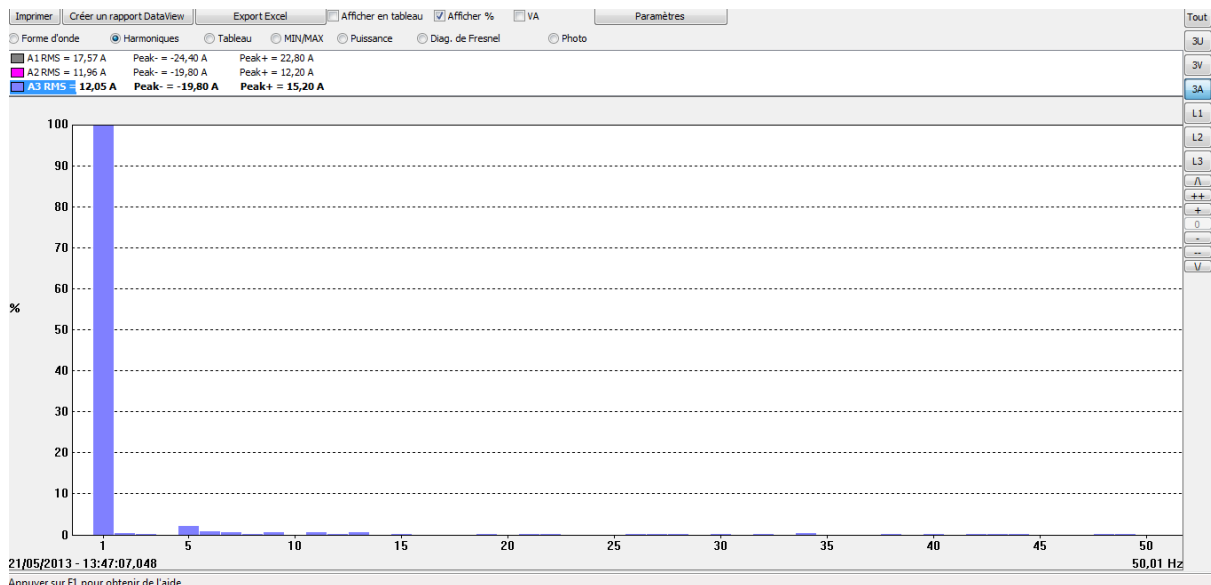


Figure 6.32 : Taux d'harmonique de courant phase3 relevé au niveau du TGBT

Concernant la forme des courants mise a part au niveau de la phase 1 qui elle possède une valeur moyenne quasi nulle, les autres phases (2 et 3) possèdent quand a elles des valeurs moyennes négatives en se basant aussi sur le pourcentage d'harmonique par phase en remarque que ces deux phases possèdent plus d'harmonique que la première phase ce qui pourrait être la cause de cette altération de forme et explique ainsi ces valeurs moyennes négatives.

Aussi nous remarquons la valeur de l'harmonique de rang 3 qui est relativement petite toute en sachant que ce transformateur alimente principalement l'éclairage de l'usine, un éclairage constitué de néant qui sont source d'harmonique de rang 3. Cependant et grâce au couplage zigzag effectué au secondaire les harmoniques de rang 3 sont fortement diminués.

4.3 Compensation de l'énergie réactive :

Toute machine électrique absorbant un courant alternatif (moteur, transformateur) met en jeu deux formes d'énergie : l'énergie active et l'énergie réactive. L'énergie active consommée (kWh) résulte de la puissance active P (kW) des récepteurs. Elle se transforme intégralement en puissance mécanique (travail) et en chaleur (pertes). L'énergie réactive consommée (kVArh) sert essentiellement à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques. Elle correspond à la puissance réactive Q (kVAr) des récepteurs.

L'énergie apparente (kVAh) est la somme vectorielle des deux énergies précédentes. Elle correspond à la puissance apparente S (kVA) des récepteurs, somme vectorielle de P (kW) et Q (kVAr).

La compensation de l'énergie réactive a pour but l'amélioration du facteur de puissance et le bon fonctionnement des installations ce qui entraîne une réduction de la facture énergétique. Les avantages qu'elle procure sont multiples :

- Diminution de la facture d'électricité en évitant les pénalités dues à la consommation d'énergie réactive au-delà de la franchise allouée par la SONEGAS ;
- Réduction de la puissance souscrite par les abonnés ;

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

- Diminution de la section des câbles ;
- Diminution des pertes en ligne;
- Réduction de la chute de tension en ligne ($\Delta U=ZI$) ;
- Augmentation de la puissance active disponible au secondaire du transformateur ;
- Durée de vie des équipements améliorée.

L'installation d'un condensateur générateur d'énergie réactive est un moyen simple et souple pour l'amélioration du facteur de puissance.

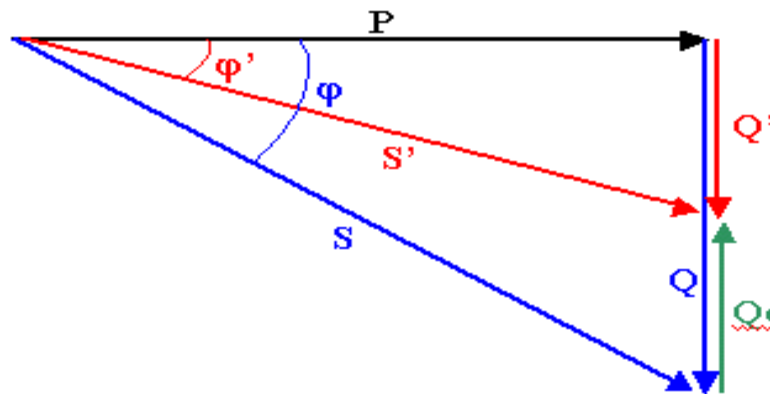


Figure 6.33 : Schéma de principe de la compensation de la puissance réactive.

La figure ci-dessus illustre le principe de compensation de la puissance réactive Q d'une installation à une valeur plus faible Q^I par la mise en œuvre d'une batterie de condensateurs de puissance Q_c , dans le même temps la puissance apparente passe de S à S^I .

$$Q_c = P * (\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi^I)$$

Avec :

- Q_c** : Puissance de la batterie de condensateurs en KVAR ;
- P** : Puissance active de la charge en KW;
- $\operatorname{tg}\varphi$** : Tangente de l'angle de déphasage de l'installation avant compensation ;
- $\operatorname{tg}\varphi^I$** : Tangente de l'angle de déphasage après l'installation de la batterie de condensateurs.

4.4 Évaluation du coût annuel d'électricité avec un $\operatorname{Cos}\varphi=0,91$:

L'énergie fournie par Sonelgaz est normalement accompagnée d'une quantité d'énergie réactive pouvant aller jusqu'au 50% de l'énergie active. L'excédent de consommation est facturé à l'abonné selon le tarif en vigueur appliqué.

Mais comme le bonus appliqué par SONELGAZ correspond au $1/5$ du coût du kVArh, il est conseillé d'obtenir un facteur de puissance égal à 0,91.

En effet, l'obtention d'un facteur de puissance supérieur à 0,91 nécessite un investissement plus important et vu le prix auquel est bonifiée la compensation d'énergie réactive, le retour

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

sur investissement est très long et n'incite pas à consentir des investissements supplémentaires.

Pour vérifier l'intérêt d'un tel investissement nous avons réalisé une simulation du coût annuel de la facture électrique pour le mois de février de l'année 2011 avec un facteur de puissance égale à 0,91, celui-ci est présentée dans le tableau suivant :

Source 1 :

Consommation Février 2011	Unité	Évaluation du coût de la facture électrique	Évaluation du coût de la facture électrique avec $\text{Cos}\varphi = 0.91$
H. creuses	kWh	72058	72058
H. de pointe	kWh	42025	42025
H. pleines	kWh	131874	131874
Total active	kWh	245957	245957
Puissance réactive retenue	kVARh	412077	112060
$\tan \varphi$		1.67	0,4556
$\text{Cos}\varphi$		0.512	0,9100
Puissance réactive Facturée	kVARh	289098	-10918.5
PMA	kW	1500	1500
PMD	kW	640	640
Coût			
Prix total puissance active	DA	579811,309	579811,309
Prix total puissance réactive	DA	109683,78	-827.62
Gains	DA	0	110511,4

Tableau 6.9 : Évaluation du coût de la facture électrique avec un $\text{Cos}\varphi = 0,91$ pour le mois de février 2011.

Les pertes financières dues au mauvais facteur de puissance sont évaluées à plus de **109 683,78DA** par mois, voir le tableau ci-dessus. L'UP6 était équipée de dix (10) batteries de condensateurs identiques hors d'usage nous recommandant l'installation de batteries de condensateur afin d'augmenter le $\text{cos}\varphi$ de cette installation cette augmentation permettra à l'entreprise de réaliser des économies financières qui se présentent sous trois formes : absence de pénalités pour le facteur de puissance, une bonification et la réduction des pertes d'énergie.

4.5 Puissance des batteries de condensateurs nécessaire pour augmenter le $\text{Cos}\varphi$ à 0,91 :

La consommation de l'énergie réactive varie dans le temps du fait des variations de la charge des moteurs, il faut donc estimer la puissance réactive moyenne à fournir Q_c :

$$Q_c = P_a [\text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2]$$

Le calcul de la puissance des batteries de condensateurs sera effectué en fonction de :

- La puissance moyenne de l'installation : P_a

$$P_a = \frac{W}{t} \begin{cases} P_a: \text{Puissance active en kW} \\ W: \text{Energie active en kWh} \\ t: \text{Temps en heures(h)} \end{cases}$$

Tangente de l'angle de déphasage de l'installation avant compensation : $\text{tg}\varphi_1$;

Tangente de l'angle de déphasage après l'installation de la batterie de condensateurs $\text{tg}\varphi_2=0,4556$.

$$P_a = \frac{245957}{28 * 24} = 366kW$$

$$Q_c = 366 * (1.67 - 0.4556) = 444.47kVAr$$

4.6 Calcul du temps de retour sur investissement :

L'installation d'une batterie de condensateur **Varset** de 450kVAr à régulation automatique accompagnée de son disjoncteur et de son armoire de marque **SCHNEIDER** est estimée à 2.5 million de dinars (**2 500 000 Da**).

Le gain annuel avec l'installation de cette batterie de condensateurs est de **1326136,8 Da**.

Le temps de retour de l'investissement sera donc de **24 mois**.

Chapitre VI : Cas Pratique Audit Energétique

Source2 :

Consommation Aout 2012	Unité	Évaluation du coût de la facture électrique	Évaluation du coût de la facture électrique avec Cos $\varphi = 0.91$
H. Jour	kWh	3317	3317
H. Nuit	kWh	1196	1196
Total active	kWh	4513	4513
Réactive retenue	kVArh	6627	2056.12
tg φ		1.46	0,4556
Cos φ		0.56	0,9100
Réactive Facturée	kVArh	4370	-200.37
PMA	kW	10	10
PMD	kW	120	120
Coût			
Total active	DA	12859,5832	12859,5832
Total Réactive	DA	1657,98	15.20
Gains	DA	0	1673.18

Tableau 6.10 : Évaluation du coût de la facture électrique avec un Cos $\varphi = 0,91$ pour le mois de mars 2012.

Les Pertes financières dues au mauvais facteur de puissance sont évaluées à **1673,18 DA** par mois.

Détermination de la puissance des batteries de condensateurs nécessaire pour augmenter le Cos φ à 0,91 :

$$P_a = \frac{4513}{30 \times 24} = 6.26 \text{ kW}$$

$$Q_C = 6.26 * (1.46 - 0.4556) = 6.29 \text{ kVAr}$$

Calcul du temps de retour sur investissement :

Il n'est pas nécessaire de compenser l'énergie réactive pour cette source.

4.7 Récapitulatif :

Propositions	Economie d'énergie prévue	Réduction des couts prévue DA par AN	Investissement DA
Réduction de PMD au niveau du poste 428 de 1500kW à 1000kW	.	118 020	0
Réduction de PMD au niveau du poste 1016 de 120kW à 50kW	.	24 729.6	0
Installation d'une batterie de condensateurs de 450 kVAr	300017kVAr	1 356 136	2 500 000
Total	300017kVAr	1 476 628.6	2 500 000

Tableau 6.11 : Tableau récapitulatif des remarques effectuées durant l'audit

4.8 Recommandations :

1. Un décalage horaire de 60mn a été constaté sur l'horloge du compteur du poste 428 de la source1 l'heure affichée par l'horloge du compteur à notre visite était 10h30 alors qu'il n'était que 9h30. Ce décalage peut engendrer un préjudice financier important ainsi qu'un historique des factures faussées. Il est très important de corriger ce défaut.
2. Sur les deux dernière années la PMA n'a jamais dépassé les 1000kW ce qui est nettement inférieur à la PMD de 1500kW pour le poste 428 alors que pour le poste 1016 celle-ci n'a jamais dépassé les 20 kW ce qui est nettement inférieur à la PMD de 120 kW demandé a la SONELGAZ, Il est important de faire baisser la PMD des deux postes cette réduction entrainera une réduction de la facture des deux postes.
3. Éviter le fonctionnement des moteurs et transformateurs à vide et à charge réduite.
4. Éviter les démarrages simultanés de puissantes charges(moteurs) afin de diminuer la PMA et par conséquent la PMD.
5. Vu les grandes surfaces à éclairer (bureaux, sous station...) une grande quantité d'énergie est utilisée pour l'éclairage). A cet effet, Nous recommandons:
 - De sensibiliser le personnel pour éteindre les lampes non utilisées ;
 - L'utilisation maximale de la lumière naturelle ;
6. Installation de batterie de condensateur afin de produire du réactif et réduire ainsi la facture électrique.
7. Débrancher du réseau les primaires des transformateurs non utilisés.

Conclusion Générale

Nous nous sommes intéressés dans ce mémoire à la qualité de l'énergie électrique en présentant les facteurs qui peuvent l'affecter, les outils normalisés d'évaluation des perturbations ainsi que leur analyse en utilisant le vecteur d'espace. Nous avons apporté des compléments à l'application EPQA notamment dans le domaine de la simulation en y intégrant des convertisseurs tel qu'un gradateur et différents types d'onduleur, cette application peut encore être développée. A cet effet, nous proposons d'envisager des travaux ultérieurs relatifs notamment à l'ajout de convertisseur ainsi qu'à l'analyse des réseaux.

Nous avons effectué un audit énergétique au sein de l'unité de production 6 des COGRAL. Notre audit énergétique a été basé sur les facturations des deux dernières années ainsi que sur notre campagne de mesures effectuée en collaboration avec l'APRUE.

Lors de nos travaux nous avons été confrontés à quelques soucis d'ordre technique notamment l'impossibilité d'accéder à la TGBT ce qui aurait pu permettre une étude plus partielle de la consommation, nous aurions aussi aimé pouvoir effectuer une campagne de mesures sur de longues durées et à des périodes différentes de l'année. Ces mesures auraient pu permettre une étude plus détaillée de la consommation.

Ce travail a été concentré sur l'unité de production 6 de l'entreprise SAFIA notre étude a permis d'aboutir à de multiples recommandations tel que la diminution de la PMD ainsi que la compensation de l'énergie réactive. Ces recommandations pouvant augmenter la rentabilité de l'usine qui comporte aussi d'autres unités il serait donc intéressant d'effectuer d'autres études au sein des autres unités.

Grace à cette étude nous avons pu juger la place qu'occupe la qualité de l'énergie au sein des industries. Le bon fonctionnement, les défaillances ainsi que la durée de vie des équipements étant directement affecté par la qualité du réseau celui-ci se doit donc d'être soumis à des normes et des recommandations et ceci afin d'assurer aux industrielle une rentabilité financière.

Bibliographie

- [1] Roland Calvas, « les perturbations électriques en basse tension » cahiers techniques Schneider ct141, Mai 2001.
- [2] Philippe Ferracci, « Qualité de l'énergie électrique » cahiers technique Schneider ct199, Octobre 2001.
- [3] Vanya Ignatova, « Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique » thèse de doctorat de l'université JOSEPH FOURIER, Octobre 2006.
- [4] Pierre Meynaud, « Qualité de la tension dans les réseaux électriques : creux de tension, flicker et harmonique » technique de l'ingénieur D4 620.
- [5] Roger Ott, « Qualité de la tension : creux et coupures brèves » technique de l'ingénieur D4 262.
- [6] Jacques Courault - Guillaume de Preville et Jean - louis Sanhet, « Fluctuation de tension et flicker évaluation et atténuation » technique de l'ingénieur D4 315.
- [7] Jacques Courault - Guillaume de Preville et Jean - louis Sanhet, « Fluctuation de tension et flicker évaluation et atténuation » technique de l'ingénieur D4 316.
- [8] Pierre Meynaud, « Qualité de la tension dans les réseaux électriques : creux de tension, flicker et harmonique » technique de l'ingénieur D4 620.
- [9] René Wierda, « flicker ou scintillement des sources lumineuses » cahiers technique Schneider ct1 76, Décembre 1995.
- [10] Roger Ott, « Qualité de la tension : fluctuation et flicker » technique de l'ingénieur D4 263.
- [11] Power quality indices and objectives Joint Working Group Cigré C4.07 / Cired Rev. March 2004
- [12] Rapport technique 36-203. Evaluation de la qualité de la tension en relation avec les harmoniques, le Flicker et le déséquilibre Cigré 1992
- [13] CEI 61000-3-7 : Evaluation des limites d'émission des charges fluctuantes sur les réseaux MT et HT.
- [14] CEI 61000-3-13 : Evaluation des limites d'émission pour les charges déséquilibrées, 2005.
- [15] CEI61000-4-11 : Essais d'immunité aux creux de tension, coupures brèves et variations de tension, 2005.
- [16] CEI61000-4-15 : Flickermètre ,2005.
- [17] ANSI/IEEE 519:1992 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.
- [18] 4-30 : Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation.
- [19] IEEE 493: 1997, Recommended and Practices for the design of reliable industrial and commercial power systems
- [20] IEEE 1564, 2003, Voltage sag indices draft 5.
- [21] ERG5/4 [Grande Bretagne], Electricity Association Engineering Recommendation Planning Levels for Harmonic Voltage Distorsion.
- [22] IEEE 1346: 1998, Recommended Practices for evaluating electric power system compatibility with electronics process equipment.
- [23] Directive 22 Principes généraux de coordination du système de Production - Transport de l'Electricité Sonelgaz 19/04/2006.
- [24] ANSI/IEEE 519:1992 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.
- [25] BENHAMMOU Siddik, MESSAOUDI Khaled «Analyse de la qualité de l'Énergie Électrique-une application dédiée à la surveillance en temps réel » PFE de l'École Nationale Polytechnique, Juin 2012.
- [26] APRUE rapport d'audit UP4 COGRAL, 2002.

Qualistar+

Le C.A 8335 (Qualistar+) de marque **CHAUVIN ARNOUX** est un analyseur de réseau triphasé AC+DC 1000 Vrms catégorie III ou 600 Vrms catégorie IV (IEC 61010-1) à affichage graphique.

Son rôle est triple. Il permet :

- de mesurer des valeurs efficaces, puissances et perturbations des réseaux de distribution d'électricité.
- d'obtenir une image instantanée des principales caractéristiques d'un réseau triphasé.
- de suivre les variations des différents paramètres dans le temps.

L'incertitude de mesure du C.A 8335 est meilleure que 1 % (erreur due aux capteurs de courant non comprise). A cela s'ajoute une grande flexibilité due au choix des différents capteurs pour des mesures de quelques milliampères (MN93A) à plusieurs kilo ampères (AmpFLEX™).

L'appareil est compact et résistant aux chocs. L'ergonomie et la simplicité de son interface utilisateur le rendent agréable et utilisable de façon intuitive.

Le C.A 8335 est destiné aux techniciens et ingénieurs des équipes de contrôle et de maintenance des installations et réseaux électriques.

Les principales mesures réalisées sont :

- Mesure des valeurs efficaces des tensions alternatives jusqu'à 1000 V entre bornes. Au travers de ratio, l'appareil peut atteindre des centaines de gigavolt.
- Mesure des valeurs efficaces des courants alternatifs jusqu'à 6500 A (neutre compris). Au travers de ratio, l'appareil peut atteindre des centaines de kiloampères.
- Mesure de la valeur continue des tensions et des courants (neutre compris).
- Mesure des valeurs efficaces sur demi-période minimale et maximale en tension et courant (hors neutre).
- Mesure des valeurs crêtes pour les tensions et les courants (neutre compris).
- Mesure de la fréquence des réseaux 50 Hz, 60 Hz.
- Mesure du facteur de crête en courant et en tension (hors neutre).
- Calcul du facteur K (KF) (application aux transformateurs en présence de courants harmoniques).
- Mesure du facteur de distorsion (DF) des courants et des tensions (hors neutre).
- Mesure du taux d'harmoniques global (THD) pour les courants et les tensions (hors neutre).
- Mesure des puissances actives, réactives (capacitive et inductive) et apparentes par phase et cumulées (hors neutre).
- Mesure des facteurs de puissance (PF) et des facteurs de déplacement (DPF ou $\cos F$) (hors neutre).
- Mesure du Flicker court terme des tensions (PST) (hors neutre).
- Mesure des énergies actives, réactives (capacitive et inductive) et apparentes (hors neutre).
- Mesure des harmoniques pour les courants et les tensions (hors neutre) jusqu'au rang 50 : valeur RMS, pourcentages par rapport au fondamental, minimum et maximum et séquences des harmoniques.
- Mesure des puissances apparentes de chaque harmonique (hors neutre) jusqu'au rang 50 : valeur, pourcentage par rapport au fondamental, minimum et maximum.



Figure : vue générale du C.A 8335 (Qualistar+)