

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

OSWALDO HIDEO ANDO JUNIOR

**DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA PARA
IDENTIFICAR E QUANTIFICAR DISTÚRBIOS DA
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

Porto Alegre

2009

OSWALDO HIDEO ANDO JUNIOR

**DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA PARA
IDENTIFICAR E QUANTIFICAR DISTÚRBIOS DA
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Energia.

ORIENTADOR: Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre

2009

OSWALDO HIDEO ANDO JUNIOR

**DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA PARA
IDENTIFICAR E QUANTIFICAR DISTÚRBIOS DA
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas, UFRGS.

Doutor pela Virginia Polytechnic Institute and State University –
Blacksburg, Estados Unidos.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Marcos Telló, PUC.

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS.

Doutor pela Chalmers University of Technology, Göteborg, Suécia.

Prof. Dra. Gladis Bordin, UFRGS.

Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil.

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre, Agosto de 2009.

DEDICATÓRIA

À minha família, pelo apoio, empenho, compreensão e confiança. E principalmente, ao Pietro Hiroshi Ando, meu filho, por sua alegria, ternura e amor incondicional.

AGRADECIMENTOS

A minha irmã Hadoika e sua família, pelo apoio e compreensão.

A Ivonete, pelo amor, paciência, dedicação e compreensão.

Ao meu orientador, Professor Dr. Arturo Suman Bretas por ter me incentivado a continuar meus estudos, e principalmente pela compreensão, confiança e apoio.

Ao meu co-orientador, Professor Dr. Roberto Chouhy Leborgne pelos ensinamentos, pela dedicação e ajuda.

Aos professores do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica - UFRGS pelos ensinamentos no decorrer deste longo caminho.

Ao Msc. Rodrigo Hartstein Salim, pela ajuda, coleguismo, e apoio.

Ao Msc. Nolvi Filho, pelo coleguismo, e incentivo.

Aos meus colegas de Laboratório, pelo coleguismo, apoio, e incentivo.

A todos os amigos e colegas, pela compreensão de minha ausência e pelo incentivo.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para análise e monitoração da qualidade da energia elétrica, através da identificação e quantificação dos distúrbios eletromagnéticos. A metodologia utiliza técnicas de processamento digital de sinais, possibilitando a construção de filtros digitais, a detecção de eventos e a estimativa da frequência dos sinais elétricos analisados. Os principais distúrbios da qualidade definidos pelas normas da ANEEL e do ONS são quantificados através do algoritmo proposto. O programa desenvolvido foi testado usando formas de ondas com distúrbios previamente conhecidos para sua validação. Analisando formas de onda obtidas de medições em campo verificou-se a robustez do algoritmo frente a ruídos e outros fenômenos vinculados à qualidade da energia presentes em medições reais. Esta pesquisa apresenta um programa eficaz e prático que pode ser utilizado no desenvolvimento de um novo equipamento de medição dos distúrbios da QEE. Os resultados obtidos através da análise de dados (sintetizados e medições de campo) validaram o programa proposto.

Palavras-chave: Qualidade da Energia Elétrica. Distúrbios Eletromagnéticos. Identificação de distúrbios. Quantificação de distúrbios.

ABSTRACT

This dissertation presents a methodology for detection and quantification of power quality disturbances. Digital signal processing (DSP) is applied to simulated and measured disturbances. The use of DSP enables the construction of digital filters for the detection of events, and the estimation of the frequency of voltage and current signals. The disturbances set by ANEEL and ONS standards are quantified by the proposed algorithm. The program developed was tested using simulated disturbance for its validation. Field measurements were used to assess the robustness of the algorithm against signal noise and other disturbances. This research presents effective and practical software that can be used to develop a new device for measuring the disturbances of Power Quality. The results obtained through the analysis of data (simulated and field measurements) validated the proposed algorithm.

Keywords: Power Quality. Electromagnetic disturbances. disturbances identification. disturbances quantification.

SUMÁRIO

RESUMO	5
ABSTRACT	6
SUMÁRIO	7
LISTA DE FIGURAS	9
LISTA DE TABELAS	10
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	11
1 INTRODUÇÃO	14
1.1 DEFINIÇÃO DE QUALIDADE DA ENERGIA.....	15
1.2 VISÃO GERAL DO TRABALHO.....	16
1.3 CONTRIBUIÇÕES DO PROJETO.....	17
2 DISTÚRBIOS QUE AFETAM A QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	18
2.1 TRANSITÓRIOS.....	20
2.1.1 Transitórios Impulsivos.....	20
2.1.2 Transitórios Oscilatórios.....	21
2.2 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO.....	23
2.2.1 Afundamento de Tensão.....	23
2.2.2 Elevação de Tensão.....	25
2.2.3 Interrupção.....	26
2.3 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO.....	27
2.3.1 Subtensões Sustentadas.....	28
2.3.2 Sobretensões Sustentadas.....	28
2.3.3 Interrupções Sustentadas.....	29
2.4 DISTORÇÕES NA FORMA DE ONDA.....	29
2.4.1 Harmônicos.....	29
2.4.2 Interharmônicos.....	33
2.4.3 Ruídos.....	33
2.4.4 “Notching” ou recorte na tensão.....	34
2.4.5 Nível CC.....	35
2.5 FLUTUAÇÕES OU OSCILAÇÕES DE TENSÃO.....	36
2.6 DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO.....	37
2.7 VARIAÇÕES NA FREQUÊNCIA DO SISTEMA ELÉTRICO.....	39
2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	41
3 NORMATIVAS, REGULAMENTAÇÃO, E INDICADORES DA QEE	42
3.1 NORMAS DA QEE.....	42
3.1.1 IEEE 1159.....	42
3.1.2 IEC 61000-4-30.....	43
3.2 REGULAMENTAÇÃO DA QEE.....	44
3.3 INDICADORES DA QEE.....	45
3.3.1 Indicadores de Continuidade.....	46
3.3.2 Indicadores do Nível de Tensão.....	50
3.3.3 Indicadores do Atendimento às Ocorrências Emergenciais.....	54
3.3.4 Indicadores do Atendimento Telefônico.....	55
3.3.5 Indicadores do Atendimento Comercial.....	55
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	56
4 METODOLOGIA, CARACTERIZAÇÃO E DETECÇÃO DOS DISTÚRBIOS	57
4.1 MÉTODOS DE DETECÇÃO DOS DISTÚRBIOS.....	57
4.1.1 Método – Cálculo do Valor RMS.....	57
4.1.2 Método – Transformado de Fourier.....	59

4.2	CARACTERIZAÇÃO E MEDIÇÃO DOS DISTÚRBIOS.....	60
4.2.1	Teorema da Amostragem dos Dados	62
4.2.2	Tensão em Regime Permanente.....	63
4.2.3	Variações de Tensão.....	64
4.2.4	Desequilíbrios de Tensão.....	65
4.2.5	Transitórios	66
4.2.6	Harmônicos e Interharmônicos.....	69
4.2.7	Flutuação de Tensão.....	73
4.2.8	Variações da Frequência.....	78
4.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	84
5	PROCEDIMENTO OPERACIONAL	85
5.1	INTRODUÇÃO	85
5.2	ALGORITMO DE MONITORAÇÃO DA QEE	85
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	88
6	ANÁLISE E VALIDAÇÃO DO ALGORITMO	89
6.1	SIMULAÇÃO COM DADOS SINTETIZADOS	89
6.1.1	Sinal isento de distúrbios.....	90
6.1.2	Sinal com desequilíbrio de tensão.....	91
6.1.3	Sinal com variações de tensão	92
6.1.4	Sinal com distorções harmônicas.....	93
6.1.5	Sinal com cintilação luminosa	94
6.1.6	Sinal com variações da frequência.....	95
6.2	CÁLCULO DE ÍNDICES COM DADOS REAIS	96
6.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	101
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	102
7.1	CONCLUSÃO.....	102
7.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS	103
7.3	TRABALHOS FUTUROS.....	103
	REFERÊNCIAS	105
	ANEXO A: ALGORITMO PROPOSTO	110
	ANEXO B: ARTIGO PUBLICADO NA CBQEE 2009	177

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Transitório impulsivo na corrente gerado por uma descarga atmosférica.....	21
Figura 2.2	Transiente resultante do chaveamento de um banco de capacitores.....	22
Figura 2.3	Afundamento de tensão de curta duração.....	24
Figura 2.4	Diagrama fasorial dos tipos de falta que podem gerar um afundamento de tensão.....	25
Figura 2.5	Elevação de tensão de curta duração causada por uma falta fase-terra.....	26
Figura 2.6	Interrupção momentânea devido a uma falta.....	27
Figura 2.7	Demonstrativo da forma de onda da tensão com distorções harmônicas.....	30
Figura 2.8	Demonstrativo de interharmônicos na forma de onda da tensão.....	33
Figura 2.9	Demonstrativo da forma de onda da tensão com a presença de ruído.....	34
Figura 2.10	“Notching” causado por um retificador trifásico.....	35
Figura 2.11	Modulação na amplitude da tensão que pode causar o efeito de cintilação luminosa.....	37
Figura 2.12	Desequilíbrio da tensão (2% tensão na Fase S).....	38
Figura 2.13	Variações na frequência fundamental de um sistema elétrico.....	40
Figura 4.1	Demonstrativo da metodologia de detecção utilizando o cálculo do valor RMS.....	58
Figura 4.2	Variação de tensão de curta.....	64
Figura 4.3	Forma de onda da tensão e seu envelope utilizado como <i>trigger</i>	67
Figura 4.4	Transitório impulsivo ocasionado por descarga atmosférica.....	68
Figura 4.5	Variação de tensão causada pela modulação (m).....	74
Figura 4.6	Curvas de ponderação para lâmpadas incandescentes.....	75
Figura 4.7	Histograma de classificação de Sf por níveis.....	76
Figura 4.8	Demonstrativo de um PLL - 1 ϕ baseado em CVI.....	79
Figura 4.9	Demonstrativo de um PLL simplificado.....	82
Figura 5.1	Fluxograma geral do algoritmo.....	86
Figura 5.2	Demonstrativo da formatação do relatório da QEE.....	87
Figura 6.1	Forma de onda do sinal amostrado isenta de fenômenos eletromagnéticos.....	90
Figura 6.2	Forma de onda do sinal amostrado com desequilíbrio de tensão.....	91
Figura 6.3	Forma de onda do sinal amostrado contendo variações de tensão.....	92
Figura 6.4	Forma de onda do sinal amostrado contendo harmônicas.....	93
Figura 6.5	Demonstrativo da harmônicas contidas no sinal amostrado.....	93
Figura 6.6	Demonstrativo do sinal amostrado com componentes em 10 Hz.....	94
Figura 6.7	Forma de onda do sinal amostrado com frequência de 59,9 Hz.....	95
Figura 6.8	Demonstrativo da forma de onda do sistema elétrico.....	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos.....	19
Tabela 3.1	Padrão de continuidade por unidade consumidora com faixa de tensão nominal.....	49
Tabela 3.2	Padrão de continuidade por unidade consumidora em áreas urbanas.....	49
Tabela 3.3	Padrão de continuidade por unidade consumidora em sistemas isolados.....	49
Tabela 3.4	Padrão de continuidade por unidade consumidora em áreas urbanas.....	50
Tabela 3.5	Padrão de continuidade por unidade consumidora em áreas não urbanas.....	50
Tabela 3.6	Classificação da tensão de atendimento ($T_N \leq 230\text{kV}$).....	51
Tabela 3.7	Classificação da tensão de atendimento ($69\text{kV} \leq T_N < 230\text{kV}$).....	52
Tabela 3.8	Classificação da tensão de atendimento ($1\text{kV} \leq T_N < 69\text{kV}$).....	52
Tabela 3.9	Classificação da tensão de atendimento ($T_N \leq 1\text{kV}$).....	52
Tabela 3.10	Classificação da tensão de atendimento não padronizada ($T_N \leq 1\text{kV}$).....	53
Tabela 3.11	Dimensão da amostra para cálculo do ICC.....	54
Tabela 4.1	Parâmetros relevantes para a classificação dos distúrbios da QEE.....	61
Tabela 4.2	Limites de distorção harmônica da tensão em % da componente da tensão.....	71
Tabela 4.3	Limites das distorções harmônicas de corrente (Ih) em % de I_L para V_n de 69kV.....	72
Tabela 4.4	Limites globais de severidade de <i>flicker</i>	78
Tabela 4.5	Limites por consumidor.....	78
Tabela 6.1	Comparativo dos resultados para regime permanente.....	90
Tabela 6.2	Comparativo dos desequilíbrios de tensão.....	91
Tabela 6.3	Comparativo da amplitude e duração da variação de tensão.....	92
Tabela 6.4	Comparativo das distorções harmônicas.....	94
Tabela 6.5	Comparativo da cintilação luminosa.....	95
Tabela 6.6	Comparativo das variações de frequência.....	96
Tabela 6.7	Distúrbios detectados pelo algoritmo.....	98
Tabela 6.8	Resultados obtidos em regime permanente.....	98
Tabela 6.9	Afundamentos de tensão mensurados pelo algoritmo.....	99
Tabela 6.10	Variações da frequência fundamental detectadas pelo algoritmo proposto.....	99
Tabela 6.11	Distorção harmônica individual detectadas pelo algoritmo.....	100
Tabela 6.12	Distorção harmônica total detectada pelo algoritmo.....	100
Tabela 6.13	Desequilíbrios de tensão detectados pelo algoritmo.....	100

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

af : Índice de relevância em frequência conforme lâmpada incandescente utilizada;

CC: Corrente Contínua

DHT: Distorção Harmônica Total

DIT: Distorção Harmônica Individual

DDT: Distorção de Demanda Total

DRC: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica

DMIC: Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora

DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DIC: Duração da Interrupção Individual por Unidade Consumidora

DMIC: Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora

DRP: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária

EOS : Estatística de Ordem Superior

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FIC: Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

GCAR: Grupo de Controle, Automação e Robótica

IEC: International Electrotechnical Commission

IEEE: Institute of electrical and Electronic Engineers

ICC: Índice de Unidades Consumidores com Tensão Crítica

m : Índice de modulação ($0 \leq m \leq 1$)

N : Número de amostras por janela de medição

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PPGEE: Programa de pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Pst: "Short-term probability"

Plt: "Long term probability"

PLL: Phase Locked Loop

QEE: Qualidade da Energia Elétrica

$R_{ma}(s)$: Função de transferência em malha aberta

$R_{mf}(s)$: Função de transferência em malha fechada

Sf: Sensação instantânea de *flicker*

T : Constante de tempo para média móvel ($t=300\text{ms}$)

TA: A tensão de atendimento

Tc: Tensão Contratada

T_L : Tensão de Leitura

T_{NP} : Tensão não padronizada

T_N : Tensão nominal

t_{af} : Intervalo de tempo de duração do evento

$U(t)$ - Sinal ortogonal sintetizado

V_{rms} : Valor médio quadrático da tensão

V_i : Valor instantâneo da tensão

V_{af} : Valor mínimo da tensão eficaz do afundamento de tensão

V_n : Tensão eficaz nominal do sistema

V_{ref} : Tensão referência do último minuto

V_f : Tensão resultante após demodulação

V_p : Tensão de pico da onda portadora sem modulação

$V(t)$: Sinal de tensão da entrada;

V_N : Amplitude da tensão fundamental

V_h : Amplitude da tensão dos demais distúrbios

ω_p : Frequência da onda portadora

ω_m : Frequência da onda modulante

ΔV : Variação da tensão provocada pela modulação (m)

$\Delta v(t)$: Flutuação normalizada de tensão.

θ_v : Ângulo de fase do sinal de entrada do sistema;

θ_u : Ângulo de fase do sinal ortogonal sintetizado unitário

1 INTRODUÇÃO

A disponibilidade de energia elétrica representa para a população uma série de benefícios gerando um acréscimo de qualidade de vida, proporcionando maior conforto e comodidade com o aumento da produção e o incremento na disponibilidade de emprego.

Num passado recente (final da década de 70), os hábitos de consumo da energia elétrica eram diferentes do consumo atual. Podiam-se dividir os consumidores em classe residencial, comercial e industrial. Onde o consumidor residencial, por exemplo, tinha como cargas de grande consumo o chuveiro elétrico e um número reduzido de eletrônicos. Na maioria das vezes resumia-se a um televisor por residência. Apesar da existência de uma carga indutivo-resistiva (motor do refrigerador) nas residências, a demanda da energia elétrica era consumida por uma carga predominantemente resistiva.

Atualmente, encontram-se consumidores em todas as classes de consumo com inúmeras cargas comandadas eletronicamente. Estas cargas possuem característica da não-linearidade que termina por distorcer a forma de onda da alimentação introduzindo distúrbios na rede, que por sua vez, são afetadas pelos distúrbios por terem maior sensibilidade aos efeitos dos mesmos na qualidade de energia.

Logo, se evidencia a necessidade de se discutir sobre a Qualidade da Energia Elétrica (QEE). A partir da década de 90 iniciou-se análise da QEE preocupando-se com a continuidade do serviço, já que a interrupção do mesmo acarretaria em transtornos. A QEE somente é percebida pelo consumidor quando existem interrupções no fornecimento ou de forma indireta através de falhas de funcionamento de alguns equipamentos. O crescente avanço tecnológico e normativo faz com que seja necessário considerar outros eventos. Estes eventos caracterizados por distúrbios que afetam a QEE são devidamente detalhados e caracterizados neste trabalho, conforme legislação vigente.

1.1 DEFINIÇÃO DE QUALIDADE DA ENERGIA

Do ponto de vista acadêmico, QEE é a disponibilidade da energia elétrica, com forma de onda senoidal e pura, sem alterações na amplitude, emanando de uma fonte de potência infinita (ABREU; ARANGO; OLIVEIRA; BUENO; SILVA, 1996).

O conceito de QEE está relacionado a um conjunto de fenômenos que podem ocorrer no sistema elétrico. Por definição, tem-se como sendo qualquer problema de QEE na tensão, corrente ou nas variações de frequência que resulte em falha ou má operação de equipamentos de consumidores.

A QEE está diretamente relacionada à manutenção da tensão de fornecimento próxima às suas condições ideais, implicando que a QEE pode ser entendida como qualidade de tensão de fornecimento (DUGAN; MCGRANAGHEM; BEATY, 1996).

A padronização da QEE ainda se encontra num ambiente de desregulamentação. Mundialmente, a Europa é a região mais avançada em relação a normatização da QEE, onde é vigente a norma EN50160 (norma que abrange *flicker*, interharmônicas, desvios/variações de tensão, etc.) oficialmente adotada por vários países. Já nos Estados Unidos, grande parte das concessionárias tem utilizado diversas normas como referência, como a IEEE 519 (descreve níveis aceitáveis de harmônicas para o ponto de entrega da concessionária), raramente incluindo cláusulas sobre a QEE nos contratos. Entretanto, devido à desregulamentação existente, futuramente pode significar que cláusulas sobre a QEE nos contratos possam vir a ser comuns.

Atualmente no Brasil, a QEE é monitorada pelas concessionárias de energia elétrica, através de índices, que quantificam a QEE fornecida. Através das portarias e resoluções publicadas pelo órgão regulador ANEEL, são criados vários indicadores que servirão de representação quantitativa do desempenho de um sistema elétrico de uma concessionária de energia elétrica. Os indicadores mais comumente utilizados pelas concessionárias são:

- ✓ EDT – Energia deixada de transmitir (válido para $V \geq 69\text{kV}$);
- ✓ DEC – Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora;
- ✓ DIC – Duração da interrupção individual por unidade consumidora;
- ✓ DMIC – Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora;
- ✓ FEC – Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora;
- ✓ FIC – Frequência de interrupção individual por unidade consumidora.

A Resolução N°024/2000 da ANEEL substituí e consolida as disposições definidas na portaria DNAEE N°046/1978 estabelece metas, ações e prazos a serem cumpridos pelas concessionárias a cada ano para atingir os padrões dos indicadores de QEE.

1.2 VISÃO GERAL DO TRABALHO

O presente trabalho encontra-se estruturado em sete capítulos. Abordam-se nos Capítulos 1 a 3 os aspectos teóricos mais relevantes para o desenvolvimento do programa para gerenciar os indicadores da QEE. Nos capítulos seguintes apresentam-se aspectos relacionados com a metodologia aplicada ao programa, análise experimental, validação dos resultados, conclusões e as devidas considerações finais.

O primeiro capítulo apresenta uma introdução geral sobre assunto da QEE.

O Capítulo 2 mostra à revisão bibliográfica geral sobre os distúrbios da QEE bem como o os métodos de caracterização de cada um dos distúrbios.

O Capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica geral sobre normas vigentes, órgãos regulamentadores e os indicadores da QEE atuais no Brasil.

No Capítulo 4 é feita uma revisão bibliográfica sobre tratamento de sinais aplicados para detecção e caracterização dos distúrbios na QEE.

No Capítulo 5 apresenta-se o algoritmo desenvolvido destacando suas funcionalidades e forma de utilização.

No Capítulo 6 apresentam-se os resultados obtidos da aplicação do algoritmo proposto a distúrbios obtidos em forma sintética e de monitoração do sistema de potência.

No Capítulo 7, apresentam-se as conclusões, as considerações finais e sugestões de trabalhos futuros.

1.3 CONTRIBUIÇÕES DO PROJETO

Este projeto visa conhecer os distúrbios de QEE no sistema de potência e seus efeitos, identificando o local e o instante de tempo que o mesmo ocorreu, com a finalidade de desenvolver uma nova metodologia que permita quantificar os distúrbios de QEE. A expectativa é que esta dissertação possa contribuir para o desenvolvimento de uma nova ferramenta de identificação, quantificação e análise dos distúrbios eletromagnéticos que afetam a QEE.

O resultado, deste trabalho de pesquisa, é o desenvolvimento de um programa que permite obter, a partir de medições de tensões e correntes da rede, os indicadores para avaliar o desempenho da rede do ponto de vista da QEE.

2 DISTÚRBIOS QUE AFETAM A QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Os distúrbios que afetam a QEE podem ser originados tanto nos sistemas quanto nos equipamentos das concessionárias ou nos equipamentos dos consumidores. No entanto, as causas destes distúrbios em grande parte não estão no controle das concessionárias por se tratarem de fenômenos gerados por causas aleatórios (atividades de construção, acidentes e falhas no sistema elétrico), fenômenos naturais (relâmpagos, ventos, gelo, etc.) e as operações cotidianas da concessionária (chaveamentos, operações com bancos de capacitores e manutenção) que podem gerar distúrbios para o sistema.

Os fatores que influenciam para a possibilidade de uma concessionária ter problemas de QEE dependem, principalmente, da qualidade da alimentação de energia, tipos de cargas existentes e da sensibilidade dos equipamentos aos diversos tipos de distúrbios existentes. A fim de minimizar o efeito destes distúrbios, o sistema de elétrico emprega um considerável número de dispositivos. Como, por exemplo, disjuntores, dispositivos de religamento automático, barramentos e seccionadores para auxiliar no isolamento do defeito. De acordo com a Norma do IEEE 1159, os principais fenômenos eletromagnéticos associados a QEE são subdividido em (IEEE 1159, 1995):

- ✓ Transitórios;
- ✓ Variação de tensão de curta duração;
- ✓ Variação de tensão de longa duração;
- ✓ Distorções na forma de onda;
- ✓ Flutuação ou oscilação de tensão;
- ✓ Desequilíbrio de tensão;
- ✓ Variação na frequência do sistema elétrico.

A terminologia e a classificação, basicamente definida pela amplitude e duração, dos fenômenos eletromagnéticos, são apresentadas na Tabela 2.1 (IEEE 1159, 1995).

Tabela 2.1 Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos (IEEE 1159, 1995).

Categorias	Conteúdo Espectral Típico	Duração Típica	Magnitude de Tensão Típica
1 Transitórios			
1.1 Impulso			
1.1.1 Nanossegundos	5 ns (tempo de subida)	< 50 ns	
1.1.2 Microssegundos	1 μ s (tempo de subida)	50 ns - 1 ms	
1.1.3 Milissegundos	0,1 ms (tempo de subida)	> 1 ms	
1.2 Oscilatórios			
1.2.1 Baixa frequência	< 5 kHz	0,3 - 50 ms	0 - 4 pu
1.2.2 Média frequência	5 - 500 kHz	20 μ s	0 - 8 pu
1.2.3 Alta frequência	0,5 - 5 MHz	5 μ s	0 - 4 pu
2 Variações de curta duração			
2.1 Instantâneas			
2.1.1 Afundamento de tensão (<i>Sag</i>)		0,5 - 30 ciclos	0,1 - 0,9 pu
2.1.2 Elevação de tensão (<i>Swell</i>)		0,5 - 30 ciclos	1,1 - 1,8 pu
2.2 Momentâneas			
2.2.1 Interrupção		0,5 ciclos - 3 s	< 0,1 pu
2.2.2 Afundamento de tensão (<i>Sag</i>)		30 ciclos - 3 s	0,1 - 0,9 pu
2.2.3 Elevação de tensão (<i>Swell</i>)		30 ciclos - 3 s	1,1 - 1,2 pu
2.3 Temporárias			
2.3.1 Interrupção		3 s - 1 min	< 0,1 pu
2.3.2 Afundamento de tensão (<i>Sag</i>)		3 s - 1 min	0,1 - 0,9 pu
2.3.3 Elevação de tensão (<i>Swell</i>)		3 s - 1 min	1,1 - 1,4 pu
3 Variações de longa duração			
3.1 Interrupção sustentada		> 1 min	0,0 pu
3.2 Subtensões		> 1 min	0,8 - 0,9 pu
3.3 Sobretensões		> 1 min	1,1 - 1,2 pu
4 Desequilíbrio de tensão		Regime permanente	0,5 - 2 %
5 Distorção de forma de onda			
5.1 Nível CC		Regime permanente	0 - 0,1 %
5.2 Harmônicos	0 - 100° H	Regime permanente	0 - 20 %
5.3 Interharmônicos	0 - 6 kHz	Regime permanente	0 - 2 %
5.4 Recorte de Tensão (<i>Notching</i>)		Regime permanente	
5.5 Ruído (<i>Noise</i>)	Broad band	Regime permanente	0 - 1%
6 Flutuações de tensão	< 25 Hz	Intermitente	0,1 - 7 %
7 Variações de frequência		< 10 s	

2.1 TRANSITÓRIOS

Os transitórios são fenômenos eletromagnéticos oriundos de variações súbitas do valor instantâneo da tensão do sistema de energia elétrica. Caracteriza-se por ser um evento indesejável com altas frequências em seu espectro e de curta duração, mas de vital relevância, já que submete os equipamentos a grandes solicitações tanto de tensão quanto de corrente (DELMONT, 2003). A intensidade do transitório depende da quantidade de energia armazenada no instante inicial do fenômeno e do comportamento transitório até o restabelecimento do novo ponto de operação do sistema. Os transitórios são classificados em impulsivos e oscilatórios, os quais são descritos a seguir.

2.1.1 Transitórios Impulsivos

Por definição, os transitórios impulsivos são variações repentinas de curta duração nas condições de regime permanente (tensão, corrente ou ambos), com polaridade em sentido unidirecional positiva ou negativa e apresenta altas frequências em seu conteúdo espectral, diferente da frequência do sistema elétrico. Além de uma componente contínua (com duração, da ordem de 50ms) que são extintas rapidamente. Geralmente, são causados por descargas atmosféricas e podem ser caracterizados por seu tempo de duração (valor de cauda) e o valor de pico da tensão (valor de crista).

Os transitórios impulsivos podem excitar a frequência natural de oscilação dos circuitos do sistema elétrico produzindo os transitórios oscilatórios (ABREU; ARANGO; OLIVEIRA; BUENO; SILVA, 1996). A seguir, apresenta-se uma forma de onda típica da corrente gerada por uma descarga atmosférica.

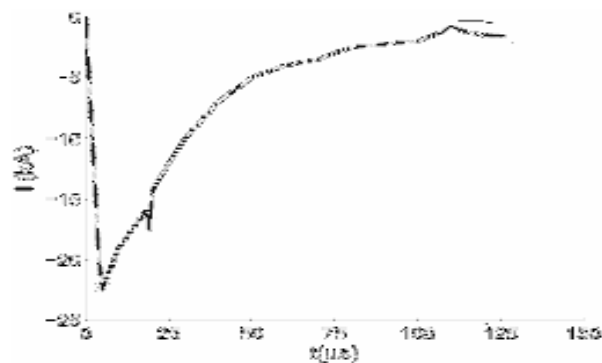


Figura 2.1 Transitório impulsivo na corrente gerado por uma descarga atmosférica.

As descargas atmosféricas em sistemas elétricos ocorrem, em grande parte, através do condutor de uma fase causando sobretensões elevadas no sistema elétrico. Caso haja uma descarga diretamente numa fase pode produzir também os fenômenos de subtensões de curta duração e interrupções. Nos sistemas de aterramento os principais problemas causados por uma descarga podem ser resumidos como: elevação do potencial da referencia de terra local, em relação aos demais terras, em vários kV é a introdução de altas tensões nos condutores fase, quando as correntes passam pelos cabos a caminho da terra (DELMONT, 2003).

2.1.2 Transitórios Oscilatórios

Define-se como uma oscilação em alta frequência os valores instantâneos da tensão, corrente ou ambos sobreposto aos valores instantâneos em regime permanente. Estes fenômenos são gerados por diversos tipos de chaveamento de dispositivos, energização de linhas, corte de corrente indutiva, eliminação de faltas, ou por transitórios impulsivos que excitam o sistema. Na figura 2.2 ilustra o evento oscilatório na corrente proveniente do chaveamento de um banco de capacitores.

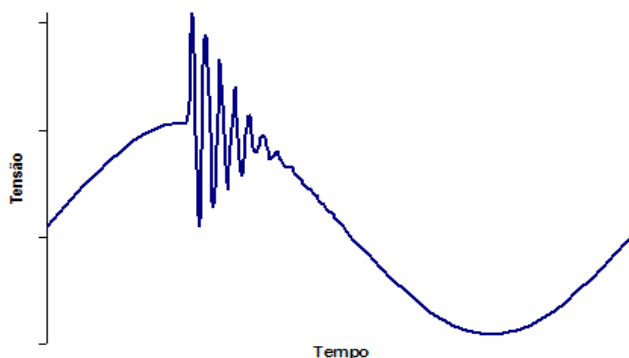


Figura 2.2 Transiente resultante do chaveamento de um banco de capacitores.

Estes fenômenos caracterizam-se pelo conteúdo espectral de sua frequência predominante, duração e amplitude, e são classificadas de acordo com sua frequência de oscilação em transitórios de baixa frequência, média frequência, e alta frequência (ABREU; ARANGO; OLIVEIRA; BUENO; SILVA, 1996; IEEE 1159, 1995).

Os transitórios de baixa frequência, com espectro de frequência com limite menor que 5kHz, duração típica entre 0,3 ms e 50 ms, e magnitude entre 0 a 4 pu. Estes transientes, geralmente, estão associados ao fenômeno de ferroressonância e energização de transformadores.

Os transitórios de média frequência, com espectro de frequência entre 5kHz à 500kHz, duração típica de 20 μ s, e magnitude entre 0 a 8 pu. Geralmente, são causados pela energização de capacitores, resultando em correntes transitórias de dezenas de kHz, chaveamento de disjuntores para eliminação de faltas e também como resposta do sistema a um transitório impulsivo.

Os transitórios de alta frequência, com espectro de frequência entre 0,5MHz à 5MHz, duração típica de 5 μ s, e magnitude entre 0 a 4 pu. Estes eventos, em grande parte, são gerados por algum tipo de chaveamento de circuitos indutivos, desligamento de cargas indutivas, e como resultante da resposta a um transitório impulsivo.

2.2 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

As variações de tensão de curta duração são fenômenos que apresentam duração entre 0,5 ciclo até 1 minuto e podem ser caracterizadas por alterações instantâneas, momentâneas ou temporárias. Estas alterações geralmente, causadas por curtos circuitos no sistema elétrico e chaveamento de grandes cargas, demandam altas correntes ou perdas intermitentes da conexão com a rede. Estes eventos geram instabilidade ao sistema causando transtornos ao processo de produção por distorcer a forma de onda da tensão, podendo até interromper o abastecimento de energia elétrica caso não sejam tomadas às medidas preventivas. Dependendo do local da falha e das condições do sistema, o distúrbio resultante pode ser um afundamento de tensão, uma elevação de tensão ou uma interrupção do fornecimento de energia (IEEE 1159, 1995). A seguir apresenta-se a descrição de cada um destes fenômenos.

2.2.1 Afundamento de Tensão

Pode-se definir afundamento de tensão como uma queda de tensão de curta duração caracterizada por uma redução no valor eficaz da tensão, entre 0,1 e 0,9 pu, na frequência fundamental, com duração entre 0,5 ciclo e 1 minuto (IEEE 1159, 1995). Esta duração está diretamente relacionada com o tempo de operação dos dispositivos de proteção e suas devidas durações conforme recomendadas pelas normas. A Figura 2.3 ilustra uma subtensão de curta com duração de 2 ciclos, até que o sistema de proteção entre em operação eliminando a corrente de falta.

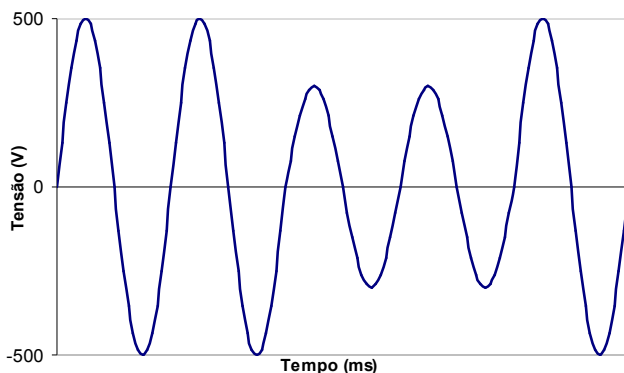


Figura 2.3 Afundamento de tensão de curta duração.

As principais causas dos afundamentos de tensão estão associadas a energização de grandes cargas, partidas de grandes motores, pela corrente de energização de um transformador e a faltas em sistemas elétricos (SILVA, 2001).

Os principais tipos de afundamentos de tensão resultantes dos diferentes tipos de faltas estão mostrados na Figura 2.4, onde o sub-índice N dos fasores indica a tensão pré-falta e o sub-índice F indica a tensão durante a ocorrência da falta (BOLLEN, 1999).

A Figura 2.4(a) indica que as três tensões por ocasião do afundamento de tensão possuem a mesma amplitude, sendo que este fenômeno é provocado por uma falta do tipo trifásica. A Figura 2.4(b) é caracterizada por apenas uma das tensões com a sua amplitude reduzida e é produzida pela falta de uma das fases a terra. Na Figura 2.4(c), duas tensões possuem amplitude reduzida, assim como seus ângulos de fase diferem de 120° , e pode ser produzida por uma falta entre fases ou fase-terra. No último caso, mostrado na Figura 2.4(d), duas das fases variam em amplitude e em ângulo, ao passo que a terceira fase varia apenas em módulo, sendo este tipo de fenômeno também provocado por falta de uma das fases para a terra ou por um curto bifásico.

Os afundamentos de tensão quanto a sua duração são classificados em três categorias: instantâneos, momentâneos e temporários, de maneira idêntica a três categorias de elevação de tensão e interrupção.

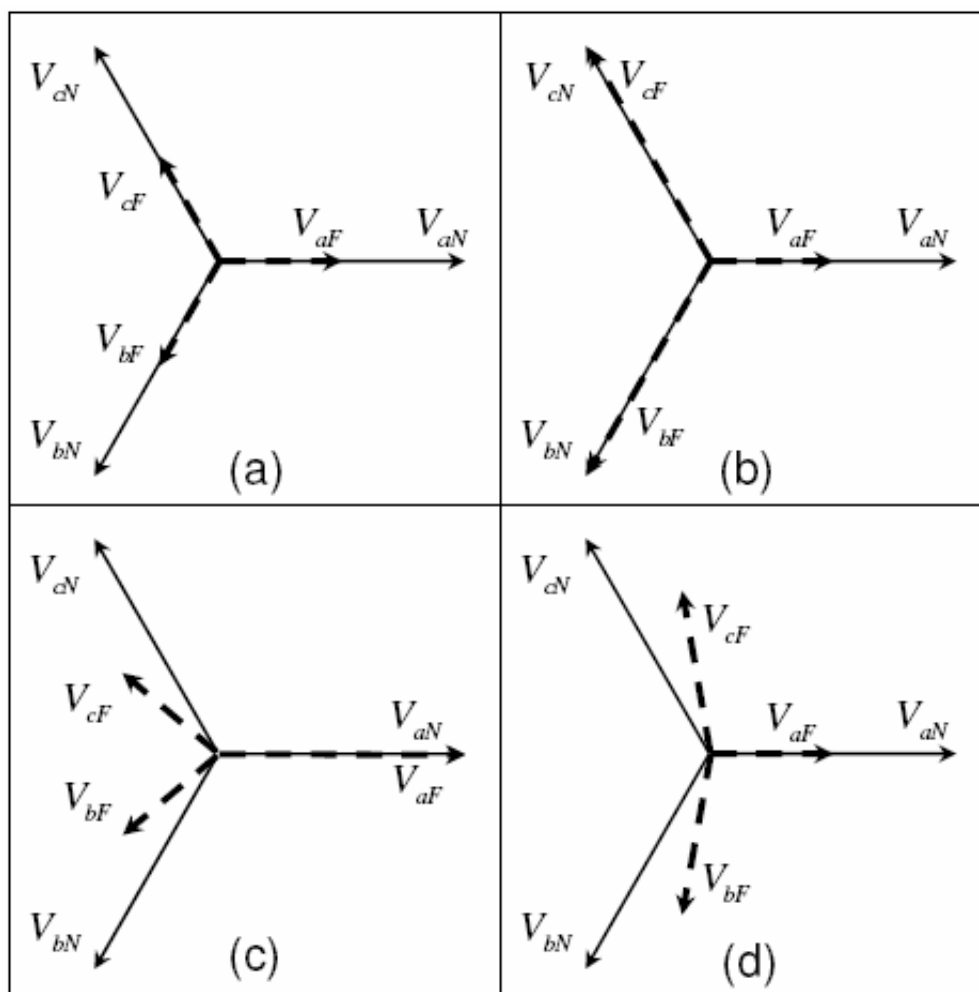


Figura 2.4 Diagrama fasorial dos tipos de falta que podem gerar um afundamento de tensão.

2.2.2 Elevação de Tensão

A elevação de tensão de curta duração consiste no acréscimo da tensão eficaz para uma faixa entre 1,1 e 1,8 pu, na frequência fundamental, cuja duração varia entre 0,5 ciclo e 1 minuto (IEEE 1159, 1995). As elevações de tensão estão associadas às saídas de grandes blocos de cargas, a energização de grandes bancos de capacitores, e a falta fase-terra. Porém, sua maior incidência deve-se as condições de falta no sistema. A Figura 2.5 ilustra uma elevação de tensão com duração de 2 ciclos, em uma fase, causada por uma falta fase-terra.

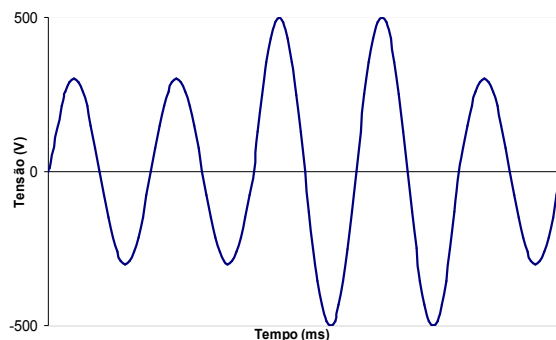


Figura 2.5 Elevação de tensão de curta duração causada por uma falta fase-terra .

Estes distúrbios são caracterizados por suas magnitudes (valores eficazes) e suas durações. A gravidade da elevação de tensão durante a condição de falta é determinada pela localização da falta, impedância do sistema e características de aterramento. Entretanto, a duração do evento depende dos dispositivos de proteção, localização e a natureza da falta (permanente ou temporária).

O principal problema causado pela elevação de tensão de curta duração está nos equipamentos eletrônicos, uma vez que podem danificar os componentes internos, gerando problemas de má operação ou inutilização do equipamento.

2.2.3 Interrupção

Chama-se interrupção de curta duração quando a tensão eficaz da fonte ou a corrente de carga decresce para um valor menor que 0,1 pu, por um período de tempo entre 0,5 ciclo e 1 minuto (IEEE 1159, 1995). Geralmente, quando resulta de faltas no sistema da concessionária, falhas de equipamentos e mau funcionamento dos sistemas de controle tem sua duração estimada pelo tempo de operação dos dispositivos de proteção do sistema e pela causa do evento.

Algumas interrupções podem ser precedidas por um afundamento da tensão quando são faltas no sistema supridor. O afundamento da tensão ocorre no período de tempo entre o início de uma falta e a operação do dispositivo de proteção do sistema. A Figura 2.6 mostra uma interrupção de curta duração causada por uma falta no sistema, sendo precedida por um afundamento de tensão.

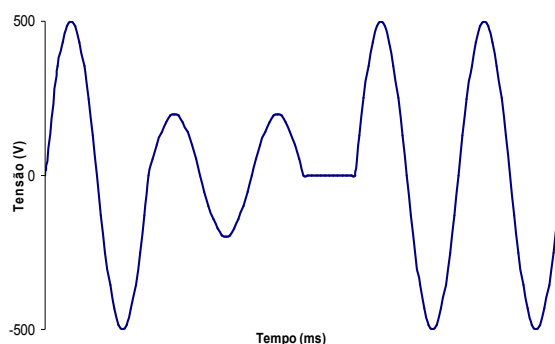


Figura 2.6 Interrupção momentânea devido a uma falta.

Cerca de 75% das faltas em redes aéreas são de natureza temporária. Num passado recente, este percentual não era considerado preocupante, porém, com o crescente emprego de cargas eletrônicas este número passou a ser relevante nos estudos de otimização do sistema. Atualmente, estes fenômenos eletromagnéticos são responsáveis pela saída de operação de diversos equipamentos causando prejuízos às indústrias, bem como consumidores em geral (DELMONT, 2003).

2.3 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO

Pode-se definir este fenômeno como a variação da tensão eficaz, à frequência da rede, sustentada por um intervalo de tempo superior a 1 minuto (IEEE 1159, 1995). Geralmente, são causadas por energização e desenergização de grandes blocos de carga, linhas de transmissão, chaveamentos de bancos de compensação de reativo e operações no sistema.

Os distúrbios resultantes das variações de tensão de longa duração são classificados em três categorias sendo um afundamento de tensão, uma elevação de tensão, ou uma interrupção sustentada do sistema. A seguir será comentado cada um destes distúrbios.

2.3.1 Subtensões Sustentadas

Podem-se definir as subtensões sustentadas como a redução para valores entre 0,8 a 0,9 pu da tensão eficaz, à frequência da rede, sustentada por um intervalo de tempo superior a 1 minuto.

As subtensões são oriundas do sobrecarregamento dos circuitos alimentadores que submetidos à excessiva solicitação de corrente acabam por influenciar na impedância gerando queda de tensão no sistema.

Os principais problemas oriundos deste distúrbio são causados pela energização de grandes blocos de carga, e desligamento dos bancos de compensação.

2.3.2 Sobretensões Sustentadas

Define-se como sendo sobretensões sustentadas o acréscimo da ordem de 1,1 a 1,2 pu da tensão eficaz, à frequência da rede, sustentada por um intervalo de tempo superior a 1 minuto (IEEE 1159, 1995).

As sobretensões sustentadas são conseqüências, em sua grande parte, do desligamento de grandes blocos de carga, energização dos bancos de compensação e por erros de seleção dos taps do transformador. Os principais problemas relacionados aos efeitos deste distúrbio são falhas em dispositivos eletrônicos, redução da vida útil dos equipamentos, e falhas de operação durante as sobretensões.

Existem diversas formas de solucionar os efeitos das sobretensões sustentadas, como por exemplo, a instalação de compensadores estáticos e a utilização dos bancos capacitores automatizados que possibilitam o maior controle do nível da tensão.

2.3.3 Interrupções Sustentadas

Considera-se como sendo uma interrupção sustentada o decréscimo a zero do valor RMS da tensão durante um intervalo de tempo que ultrapasse 1 minuto.

A ocorrência de uma interrupção sustentada, na maioria das vezes, requer a intervenção do operador para restaurar o funcionamento do sistema. Geralmente, a origem deste distúrbio é planejada para manutenção do sistema elétrico, ou de causa inesperada por queima de fusível, falha de disjuntores e falha de componentes do circuito elétrico.

O principal problema gerado por interrupções sustentadas é o desligamento de equipamentos, exceto dispositivos protegidos por *no-breaks*, ocasionando grandes perdas nos processos produtivos.

2.4 DISTORÇÕES NA FORMA DE ONDA

Define-se como uma variação da forma de onda senoidal, na frequência fundamental, em regime permanente, da tensão ou corrente.

As distorções na forma de onda são caracterizadas, principalmente, de acordo com seu conteúdo espectral do desvio. Podem ser classificadas em cinco tipos principais de distorções na forma de onda como sendo harmônicos, interharmônicos, ruídos, notching e nível CC (corrente contínua). A seguir será descrito em detalhes cada um destes fenômenos.

2.4.1 Harmônicos

Definem-se harmônicas como sendo tensões ou correntes senoidais com frequência múltiplo inteiro da frequência fundamental na qual o sistema elétrico foi projetado para operar. A frequência fundamental ou primeira harmônica, no Brasil é padronizada em 60Hz. As harmônicas combinam-se com a tensão ou corrente fundamental, e produzem distorção na forma de onda (IEEE 1159,

1995). Na figura 2.7, verificam-se as deformações na forma de onda da tensão resultante das distorções harmônicas.

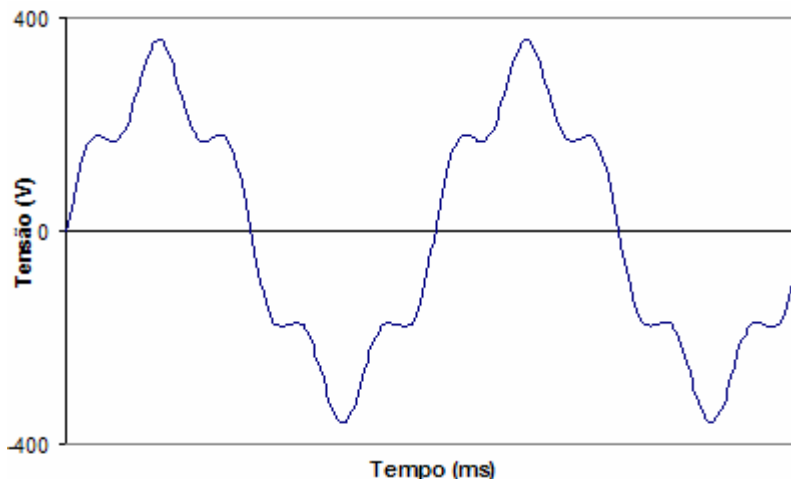


Figura 2.7 Demonstrativo da forma de onda da tensão com distorções harmônicas.

As harmônicas são provenientes, principalmente, das cargas com características não lineares que podem ser conectadas no sistema de energia elétrica. Entende-se por carga não linear todo e qualquer aparelho ou equipamento que, alimentado com tensões senoidais, origina correntes não senoidais.

A maior parte dos equipamentos eletrônicos de uso doméstico apresenta comportamento não linear, como por exemplo, televisores, lâmpadas com reatores eletrônicos e computadores. Embora isoladamente esses equipamentos causem efeitos imperceptíveis nos pontos de consumo local, as deformações provenientes destes distúrbios prejudicam não apenas o consumidor responsável pelo distúrbio, mas pode ser prejudicial para todos os demais consumidores da rede elétrica.

Num passado recente os efeitos das harmônicas em ambiente doméstico não eram de grande relevância. A energia elétrica era utilizada quase em sua totalidade para alimentar cargas lineares que possuem maior tolerância às distorções harmônicas.

Atualmente, com a crescente demanda de equipamentos com características não lineares, como por exemplo, o emprego generalizado de conversores de potência, houve um acréscimo considerável da circulação de correntes harmônicas nos sistemas comprometendo a QEE.

Dentre as possíveis causas para a elevação do nível destas distorções, pode-se destacar o fenômeno de ressonância (ressonância série e a ressonância paralela). Para o circuito série (RLC) a impedância total na frequência de ressonância se reduz somente a componente resistiva. No caso desta componente ser pequena, uma corrente de valor elevado pode fluir pelo circuito nesta frequência. A ressonância paralela (indutor em paralelo com capacitor) é similar à ressonância série no aspecto que a reatância indutiva se iguala à reatância capacitiva. Entretanto, a impedância paralela é significativamente diferente. Na frequência de ressonância a impedância é muito alta, e se uma fonte de frequência idêntica estiver conectada ao circuito, uma alta corrente de circulação passa a existir entre o capacitor e o indutor, apesar da corrente na fonte ser bem pequena.

Nos sistemas de energia elétrica, a utilização de capacitores para correção do fator de potência pode apresentar a ocorrência dos dois tipos de ressonância ou uma combinação de ambos, se os pontos de ressonância forem muito próximos das frequências geradas pelas fontes harmônicas. As possíveis consequências, em tais casos, podem ser as excessivas operações da proteção dos bancos de capacitores ou, em muitos casos, a falha dos capacitores por curto-circuito. Além do problema citado acima, pode-se observar a ocorrência de outros problemas técnicos nos sistemas de energia provocados pelas distorções harmônicas, como por exemplo:

- ✓ Sobrecarga do sistema elétrico por aumento da corrente eficaz;
- ✓ Sobrecarga dos condutores de neutro em razão da soma das harmônicas de terceira ordem geradas por cargas monofásicas;
- ✓ Sobrecarga, vibrações e envelhecimento precoce dos alternadores, transformadores, motores, ruídos dos transformadores;

- ✓ Sobrecarga e envelhecimento precoce dos capacitores de compensação de energia reativa;
- ✓ Deformação da tensão de alimentação pode perturbar receptores sensíveis;
- ✓ Perturbação das redes de comunicação ou das linhas telefônicas.

O surgimento destes problemas técnicos no sistema de energia pode provocar impactos econômicos consideráveis, tais como:

- ✓ O envelhecimento precoce do material leva a substituí-lo mais cedo, a menos que seja sobredimensionado;
- ✓ As sobrecargas obrigam a aumentar a potência necessária, e implicam em perdas suplementares;
- ✓ As deformações da corrente provocam disparos intempestivos que podem resultar perdas em processos produtivos por tempo de parada e retomada da produção.

Geralmente, analisam-se exclusivamente as componentes harmônicas de ordem ímpar, pois quando os semiciclos positivo e negativo têm a mesma forma, a série de Fourier possui somente harmônicos de ordem ímpar. Porém, na prática, existem cargas que podem gerar harmônicos de ordem par, como por exemplo, os retificadores de meia onda e fornos a arco (ABREU; ARANGO; OLIVEIRA; BUENO; SILVA, 1996).

2.4.2 Interharmônicos

Define-se como sendo as componentes de freqüência que podem se manifestar, na tensão ou corrente do sistema, que não sejam múltiplos inteiros da freqüência fundamental (50 ou 60 Hz). A amplitude desse fenômeno, na maioria das vezes, tem valor inferior a 0,002 pu (IEEE 1159, 1995).

Os interharmônicos podem estar contidos em faixas de freqüências ou aparecer como freqüências discretas. Estes fenômenos, geralmente, são oriundos dos conversores estáticos de potência, cicloconversores, motores de indução e fornos a arco, podem ser percebidos em diferentes classes de tensão. Atualmente, estas distorções não causam maiores preocupações, porém existe há tendência do acréscimo dos níveis de interharmônicos devido a crescente utilização de conversores de freqüência e equipamentos similares de controle.

Na Figura 2.8 apresenta-se a forma de onda tensão com a existência dos interharmônicos. Nota-se que forma de onda não se repete a cada ciclo da fundamental, este fenômeno ocorre devido aos interharmônicos terem freqüências não múltiplas da fundamental e conseqüentemente períodos diferentes.

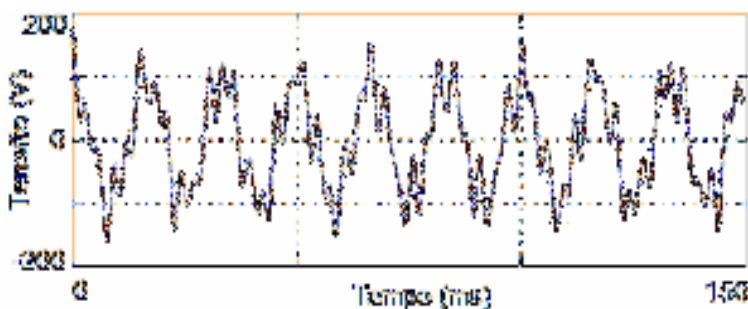


Figura 2.8 Demonstrativo de interharmônicos na forma de onda da tensão.

2.4.3 Ruídos

Por definição ruídos são distorções na forma de onda, ocupando uma larga faixa espectral com freqüências entre 0 a 200 kHz que sobrepõem-se a tensão ou corrente do sistema. A faixa de freqüência e o nível de magnitude do ruído dependem da origem e das características do sistema. Os

valores de magnitude tipicamente encontrados são da ordem de 0,01 pu da tensão do sistema. A Figura 2.9 ilustra a forma de onda da tensão com o efeito do ruído presente.

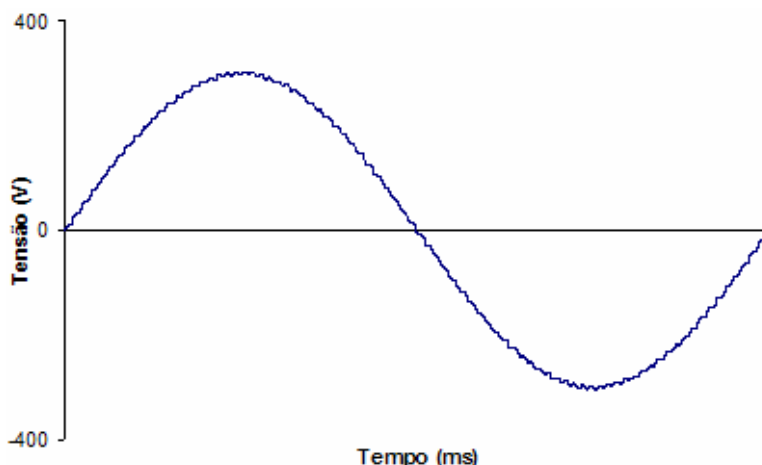


Figura 2.9 Demonstrativo da forma de onda da tensão com a presença de ruído.

Ruídos são classificados em dois tipos: modo comum e modo normal. Os ruídos de **modo comum** proveniente da diferença da tensão que ocorre entre o condutor neutro e a terra. Os ruídos de **modo normal** oriundo da diferença da tensão que ocorre entre o condutor de fase e o condutor de neutro. As suas principais fontes causadoras são equipamentos eletrônicos de potência, circuitos de controle, equipamentos a arco, retificadores a estado sólido, fontes chaveadas e geralmente, estão relacionados com aterramento inadequado.

Os efeitos deste podem ser percebidos em dispositivos eletrônicos (computadores e CLPs), pode-se minimizar o problema com a utilização de filtros, transformadores de isolamento e condicionadores de linha. Resumindo, considera-se ruído como sendo qualquer distorção indesejada na frequência do sistema que não possa ser classificada como distorção harmônica ou transiente.

2.4.4 “Notching” ou recorte na tensão

Define-se “notching” ou recorte na tensão como eventos periódicos que ocorrem na tensão provenientes da operação normal de dispositivos eletrônicos de potência quando a corrente é

comutada de uma fase para outra ou como sendo a queda abrupta da tensão que ocorre em cada comutação, podendo cair a zero ou inverter sua polaridade.

A principal causa desses eventos são os conversores de energia trifásicos, pois durante a comutação da corrente de uma fase para outra proporciona um curto-circuito momentâneo entre as fases. A severidade do recorte de tensão é determinada pela indutância da fonte e indutância de isolamento entre o conversor e o ponto a ser controlado. Na Figura 2.10 é mostrado o efeito do recorte de tensão causado por um retificador trifásico.

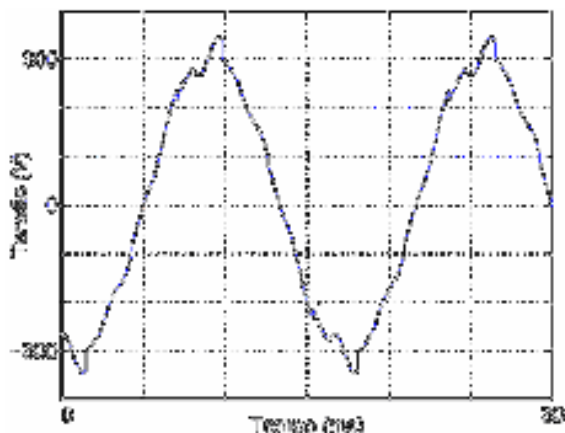


Figura 2.10 “Notching” causado por um retificador trifásico.

Este fenômeno por ocorrer continuamente em regime permanente poderia ser caracterizado pelo seu conteúdo harmônico da tensão afetada. No entanto, devido as componentes de frequência serem de tão alto valor, a ponto de os medidores convencionalmente utilizados para análise harmônica não serem adequados.

2.4.5 Nível CC

Por definição, nível CC é a presença de tensões ou correntes contínuas no sistema elétrico, geralmente, a magnitude destes fenômenos não excede valores de 0,001 pu.

O nível CC em sistemas de potência pode causar a corrosão dos eletrodos de aterramento e outros conectores por eletrolise bem como contribuir para saturação de transformadores, e conseqüentemente, no acréscimo das perdas e redução da vida útil. A origem deste fenômeno está associada, principalmente, ao resultado da operação ideal de retificadores de meia-onda e da ocorrência de distúrbios geomagnéticos.

2.5 FLUTUAÇÕES OU OSCILAÇÕES DE TENSÃO

Define-se como sendo flutuações de tensão uma série de oscilações aleatórias ou variações sistemáticas e intermitentes das tensões eficazes, geralmente, a magnitude destas flutuações não excede a faixa de 0,95 a 1,05 pu da tensão nominal.

Este fenômeno gera o efeito de modulação da tensão eficaz, em grande parte, com valores de frequência compreendidos na faixa de 6 a 8 Hz e em casos extremos podem exceder os limites da faixa chegando a atingir valores próximos à 25 Hz.

A norma IEC 61000-2-1 define três tipos de flutuações de tensão podem ser classificadas, de acordo com o efeito manifestado em flutuações aleatórias, esporádicas e repetitivas. A causa principal das flutuações aleatórias são os fornos a arco. A amplitude das oscilações depende do estado de fusão do material e do nível do curto-circuito da instalação. Entretanto, as flutuações esporádicas são oriundas das oscilações momentâneas de corrente gerada pela partida direta de grandes motores. Os efeitos que podem ser provocados pelas oscilações oriundas da partida destes equipamentos são: perda de rendimento de equipamentos, interferência nos sistemas de proteção, efeito de cintilação luminosa, variações de potência e torque de máquinas elétricas. Já, as flutuações repetitivas são provocadas, principalmente, por máquinas de solda, laminadores, elevadores de minas e ferrovias.

Os principais problemas causados pelas flutuações de tensão no sistema elétrico são: variação de potência e torque das máquinas elétricas, perda de rendimento dos equipamentos

elétricos, interferência nos sistemas de proteção, e principalmente, pelo o fenômeno "*flicker*" ou cintilação luminosa.

O fenômeno de cintilação luminosa está associado ao desconforto visual gerado pelas constantes variações do fluxo luminoso, principalmente, causadas pelas lâmpadas incandescentes. Geralmente, este fenômeno é proveniente de cargas com ciclo variável, cuja frequência de operação produz uma modulação na amplitude da tensão na faixa de 0 a 30 Hz. Nessa faixa de frequências, o olho humano é extremamente sensível às variações da intensidade luminosa, a máxima sensibilidade do olho é em torno de 10 Hz (DECKMANN; ROCCO, 1989). A Figura 2.11 demonstra a forma de onda da tensão que pode vir a causar o efeito de cintilação luminosa em uma lâmpada incandescente.

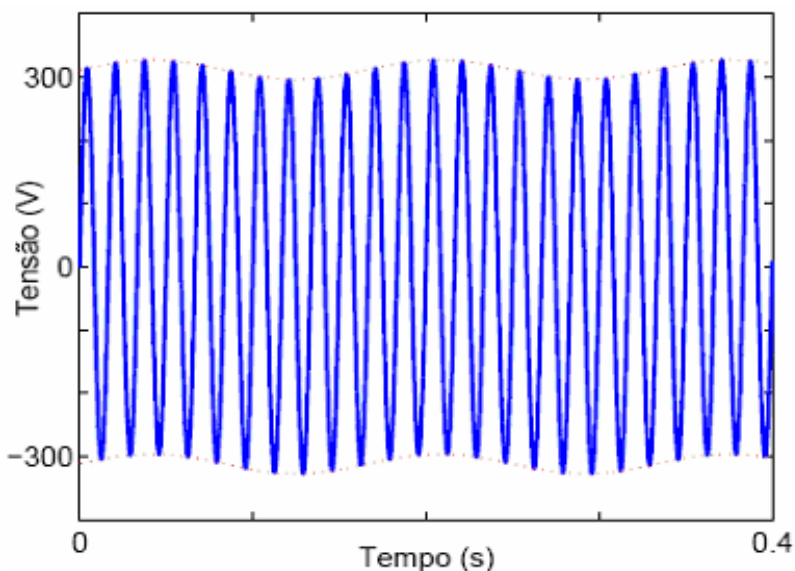


Figura 2.11 Modulação na amplitude da tensão que pode causar o efeito de cintilação luminosa.

2.6 DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO

Define-se como a diferença entre o valor eficaz das tensões de fase do circuito dividido pela média dos valores eficazes das tensões de fase. Também pode ser calculado pela razão entre a

componente seqüência negativa ou zero pela componente de seqüência positiva das tensões de fase (ABREU; ARANGO; OLIVEIRA; BUENO; SILVA, 1996).

Os desequilíbrios de tensão são expressos em percentuais e seus valores típicos de tensão estão entre 0,5 e 2% (IEEE 1159, 1995). As causas dos desequilíbrios de tensão menores do que 2% são as cargas monofásicas em um circuito trifásico ou resultado de anomalias no banco de compensação, e os acima de 5% são provenientes de condições de uma única fase. A Figura 2.12 mostra o desequilíbrio da tensão de um sistema trifásico (127Vrms fase-neutro), onde a fase S apresenta um decréscimo da tensão de 2% em relação à demais tensões do sistema.

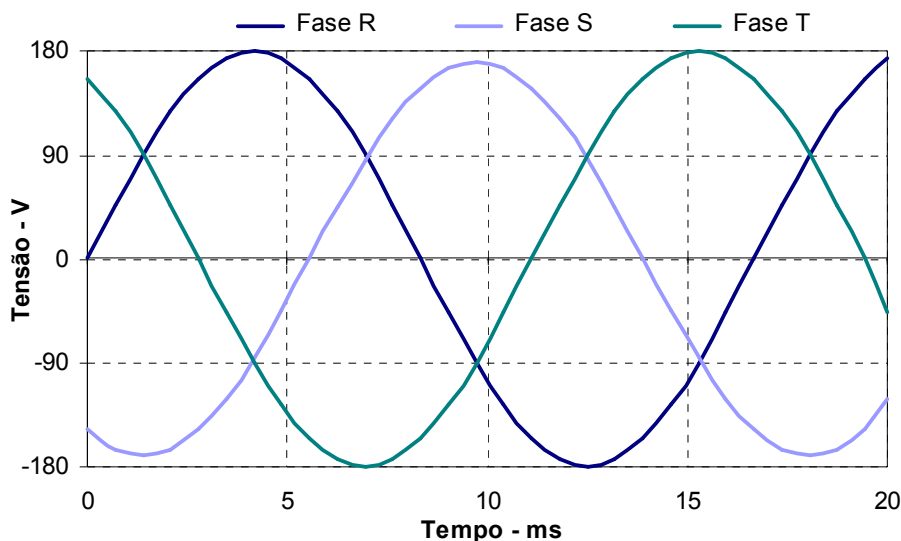


Figura 2.12 Desequilíbrio da tensão (2% tensão na Fase S).

Os desequilíbrios de tensão são oriundos, em grande parte, dos sistemas elétricos devido à má distribuição de cargas monofásicas, gerando tensões de seqüência negativa no sistema. A gravidade dos desequilíbrios aumenta à medida que os consumidores atendidos por tensão trifásica possuem cargas distribuídas de maneira inadequada em seus circuitos, que por sua vez, solicitam correntes desequilibradas dos sistemas elétricos.

Conseqüentemente, o conjunto destes fatores prejudica a qualidade do fornecimento da energia elétrica. Por este motivo alguns consumidores possuem um desequilíbrio de tensão em sua alimentação de energia.

Os desequilíbrios de tensão são classificados de acordo com o distúrbio percebido a saber: assimetria nas fases (amplitudes e fases), e variação da amplitude. Dentre as ocorrências destes distúrbios no sistema elétrico, somente a variação de amplitude é freqüentemente percebida.

As conseqüências dos desequilíbrios de tensão são evidenciadas, principalmente, nas máquinas elétricas que sofrem com danos nos mancais, aumento significativo das perdas gerando redução da vida útil da máquina por sobreaquecimento da máquina.

2.7 VARIAÇÕES NA FREQUÊNCIA DO SISTEMA ELÉTRICO

Definem-se como sendo variações na frequência os desvios no valor da frequência fundamental de um sistema elétrico. Os valores de frequência fundamental do sistema elétrico encontrados são de 50 e 60Hz, o valor adotado no Brasil é de 60Hz. Este fenômeno é causado pela variação de velocidade do gerador proveniente do desequilíbrio entre a potência gerada e a solicitada pela carga, principalmente, devido ao desligamento de outros geradores. A Figura 2.13 ilustra as variações na frequência de um sistema elétrico, onde ocorre um decréscimo na frequência fundamental da ordem de 0,83Hz.

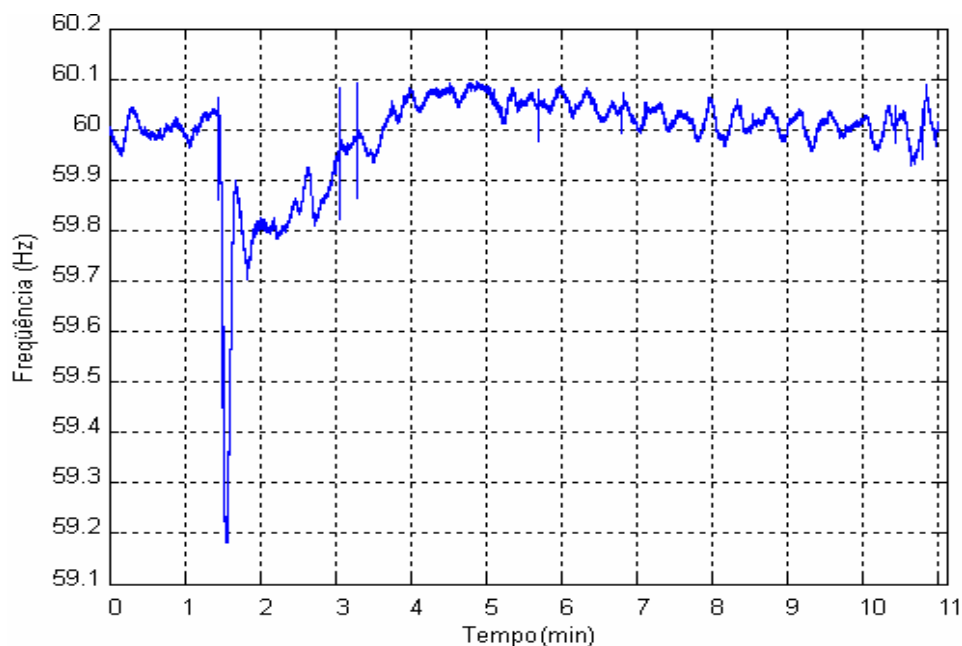


Figura 2.13 Variações na frequência fundamental de um sistema elétrico.

No sistema elétrico existem pequenas oscilações de frequência oriundas do balanço dinâmico entre carga e geração, a máxima tolerância para estes desvios de frequência está compreendida na faixa de $60 \pm 0,5$ Hz. No entanto, as variações que ultrapassam esta tolerância em regime permanente podem ser causadas por faltas em sistemas de transmissão, entrada ou saída de grandes blocos de cargas ou pela saída de operação de unidade geradora de grande porte.

A gravidade deste distúrbio tem maiores conseqüências em sistemas isolados, como por exemplo, no caso da geração própria nas indústrias onde tal distúrbio resulta em desvios significativos da frequência fundamental. A duração e a amplitude da variação deste fenômeno dependem da dimensão do desequilíbrio ocorrido, da característica dinâmica da carga e do tempo de resposta do sistema regulador de velocidade. Geralmente, esse fenômeno tem duração inferior a 10 segundos.

2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo descreveram-se os diversos distúrbios que afetam a QEE padronizados pela Norma IEEE 1159, destacando-se as possíveis causas e efeitos. A seguir, no capítulo 3, aborda-se a questão da QEE e da continuidade do fornecimento da energia elétrica, do ponto de vista da regulamentação e padronização.

3 NORMATIVAS, REGULAMENTAÇÃO, E INDICADORES DA QEE

3.1 NORMAS DA QEE

A padronização tem fundamental relevância para monitoração da QEE, uma vez que, os níveis e tolerâncias da QEE devem estar devidamente definidos de forma clara e consistente. De tal forma, a gerar apenas um referencial da QEE para todo o sistema elétrico.

As principais normas utilizadas como referência para o desenvolvimento deste trabalho são a IEEE1159 e a IEC 61000, que estabelecem diretrizes e exigências para o monitoramento da QEE (ABREU; ARANGO; OLIVEIRA; BUENO; SILVA, 1996).

3.1.1 IEEE 1159

A IEEE1159 apresenta diretrizes gerais para a medição da QEE, onde se tem à padronização dos parâmetros para diferentes fenômenos que afetam a QEE. Os equipamentos medição da QEE devem utilizar esta diretriz como referência a fim de detectar corretamente os diversos tipos de distúrbios.

Após a publicação dessa diretriz básica, foram estabelecidos três grupos para desenvolvimento de guias para monitoração da QEE e os temas desenvolvidos por cada grupo são:

- ✓ IEEE 1159.1 está desenvolvendo as exigências de instrumentação associados aos diferentes tipos de distúrbios da QEE. Estas exigências têm a finalidade de recomendar a taxa de amostragem, sincronismo, precisão do conversor, número de amostras por ciclo, entre outras.
- ✓ IEEE 1159.2 está desenvolvendo as diretrizes para os diferentes tipos de fenômenos relacionados a QEE, incluindo a caracterização dos distúrbios da QEE (magnitude mínima, duração, deslocamento de fase, etc.).
- ✓ IEEE 1159.3 está definindo um formato padrão para o protocolo de dados a ser utilizado na monitoração da QEE em diferentes aplicações.

Nos últimos anos, os grupos da IEEE 1159.1 e IEEE 1159.2 foram unificados com o intuito de desenvolver um padrão internacional para caracterização dos fenômenos que afetam a QEE através da utilização de equipamentos de monitoração e gerenciamento.

3.1.2 IEC 61000-4-30

As normas IEC para monitoração de QEE estão disponíveis na série (61000-x-xx) de normas individuais que especificam requisitos para cada tipo de distúrbio relacionado a QEE, como por exemplo, a IEC61000-4-7 fornece as recomendações para monitoramento de distorções harmônicas, e a IEC61000-4-15 fornece as recomendações para monitoramento da cintilação luminosa e assim por diante.

A norma IEC 61000-4-30 abrange os requisitos para caracterização dos fenômenos relacionados a QEE. Esta norma utiliza como referência a norma 61000-4-7 e a norma 61000-4-15 quando são necessários maiores detalhes para especificações (ABREU; ARANGO; OLIVEIRA; BUENO; SILVA, 1996).

A IEC 61000-4-30 fornece os requisitos necessários para os procedimentos de medição e de precisão dos equipamentos. Considerando que nem todo equipamento de monitoração está de acordo com os requisitos desta norma, estabeleceram-se duas classes de medidores, conforme sua precisão os de Classe A (medidores de extrema precisão, normalmente utilizados em laboratórios em aplicações especiais), e os de Classe B (menor precisão, apropriados para a maioria dos sistemas).

A norma IEC61000-4-30 aos poucos vem se tornando uma referência, inclusive servindo de base para atualizações e melhorias para as normas IEEE1159.

3.2 REGULAMENTAÇÃO DA QEE

Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL foi criada pela Lei 9.427/96, e constituída pelo Decreto 2.335/97, sob autarquia especial, que lhe permite usufruir relativa independência por possuir autonomia decisória e financeira, autonomia dos seus gestores, competência normativa para regulamentar questões técnicas, e principalmente, pela motivação técnica e não política de suas decisões dando à ANEEL uma posição de neutralidade para mediar conflitos. A finalidade da ANEEL é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como a atuação dos agentes envolvidos nestas atividades, conforme os termos da legislação e de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal.

A QEE do ponto de vista da ANEEL tem enfoque em três aspectos, a saber: qualidade do produto, qualidade do atendimento e qualidade do serviço.

A qualidade do produto analisa os investimentos necessários para a adequação dos níveis de tensão aos padrões regulatórios. A conformidade da tensão bem como a relação entre os investimentos necessários na rede é avaliada através da análise do planejamento da distribuidora.

A qualidade do atendimento comercial estabelece condições de atendimento por meio de Central de Teleatendimento das concessionárias, critérios de classificação de serviços e metas de atendimento.

A qualidade do serviço, basicamente, trata da comparação do desempenho de empresas por meio do acompanhamento das metas dos indicadores de continuidade, definidas com base em atributos representativos dos sistemas elétricos. A ANEEL sinaliza sua preocupação com a inclusão das portarias 046/78 e 047/78 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE (BALTAZAR, 2007), a qual estabelece os indicadores que medem a duração e a frequência de desligamentos dos consumidores (DEC e FEC). Com relação à tensão, são estabelecidos parâmetros nas diversas classes de tensão.

Devido ao atual ambiente de mercado, os contratos de concessão adquiriram o poder de regular as relações, ao ponto que, nos contratos de concessão assinados entre ANEEL, e as concessionárias, existe um apêndice que trata exclusivamente do estabelecimento de padrões e suas respectivas penalidades. O anexo aborda o assunto da qualidade no fornecimento de energia elétrica, determinando etapas a serem cumpridas para a implementação dos indicadores e padrões. Assim, têm-se duas etapas (adaptação e maturidade) para a qualidade do atendimento comercial e três etapas (adaptação, transição e maturidade) para os indicadores e padrões da qualidade de serviço bem como qualidade do produto (BALTAZAR, 2007).

Visando a melhoria da qualidade do serviço, a ANEEL publicou a Resolução N° 024/00, que tem o objetivo de rever, atualizar e estabelecer as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica previamente definida pela Portaria 046/78 do DNAEE. Ainda, a Resolução da ANEEL N° 505/05 estabelece as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão em regime permanente.

3.3 INDICADORES DA QEE

Nesta seção realiza-se um breve resumo das Resoluções e Contratos de concessão outorgados pela ANEEL de forma elucidar as orientações, metas e os indicadores da QEE existentes que se encontram classificados em (ANEEL, 2001; ANEEL, 2002; ANEEL, 2004; ANEEL, 2006):

- ✓ Indicadores de continuidade;
- ✓ Indicadores do nível de tensão;
- ✓ Indicadores do atendimento às ocorrências emergenciais;
- ✓ Indicadores do atendimento telefônico e;
- ✓ Indicadores do atendimento comercial.

3.3.1 Indicadores de Continuidade

A continuidade do fornecimento de energia deverá ser supervisionada, avaliada, e controlada por meio de indicadores individuais vinculados a cada consumidor ou ponto de conexão, bem como aos indicadores coletivos que expressam os valores do conjunto de unidades consumidoras. Por definição os indicadores de continuidade representam numericamente o desempenho de um determinado sistema elétrico. A seguir, apresenta-se cada um destes indicadores de continuidade (ANEEL, 2006).

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) é o intervalo de tempo médio, no período de observação, em que cada consumidor esteve privado do fornecimento de energia.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^N C_a(i) \times t(i)}{C_c} \quad \left[\frac{h}{\text{consumidor}} \right] \quad (3.1)$$

Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) é o intervalo de tempo médio, no período considerado, em que cada consumidor esteve privado do fornecimento de energia.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^N C_a(i)}{C_c} \quad \left[\frac{\text{interrupções}}{\text{consumidor}} \right] \quad (3.2)$$

Onde:

- ✓ $C_a(i)$ - Número de unidades consumidoras atingidos num evento (i);
- ✓ $t(i)$ - Duração da interrupção (i), no período de observação;
- ✓ (i) - Índice de eventos ocorridos no sistema que ocasionaram interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
- ✓ C_c - Número total de consumidores existentes ao final da apuração.

Para fins de cálculos dos indicadores DEC e FEC são consideradas todas as interrupções que afetaram as unidades consumidoras, exceto casos especiais estabelecidos pela Resolução N°024/00 da ANEEL, que estão relacionados a seguir:

- ✓ Falha nas instalações do consumidor que não provoque interrupção;
- ✓ Interrupção ocasionada por obras de interesse do consumidor e que afete somente o mesmo;
- ✓ Interrupção em situação de emergência e;
- ✓ Suspensão por inadimplência.

Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) é o intervalo de tempo (contínuo ou descontínuo), no período de observação, em que cada consumidor atendido esteve privado do fornecimento de energia.

$$DIC = \sum_{i=1}^N t(i) \quad [horas] \quad (3.3)$$

Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC) é o número de interrupções, no período de observação, em que um consumidor atendido esteve privado do fornecimento de energia.

$$FIC = n \quad [interrupções] \quad (3.4)$$

Os indicadores DIC e FIC devem ser calculados e informados de formas mensais, trimestrais e anuais referente ao último ano civil. Considera-se para fins de cálculo dos indicadores DIC e FIC todas as interrupções que afetaram as unidades consumidoras, exceto os casos especiais estabelecidos que se referem aos indicadores DEC e FEC, as oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga e aquelas vinculadas a racionamento instituído pela ANEEL (ANEEL, 2006).

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) é o tempo máximo de interrupção contínua, no período de observação, em que um consumidor qualquer esteve privado do fornecimento de energia.

$$DMIC = (t_i)_{\max_{i=1,\dots,i}} \quad (3.5)$$

Onde:

- ✓ (i) - Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de observação, variando de 1 a n ;
- ✓ N - Número de interrupções da unidade consumidora, no período de observação;
- ✓ $t(i)$ - Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora, no período de observação e;
- ✓ $t(i)_{\max}$ - Tempo de duração da interrupção (i) , no período de observação, verificado na unidade consumidora em horas e centésimos de horas.

O indicador DMIC deve ser calculado e informado os valores mensais referentes ao último ano civil (ANEEL, 2006).

A Resolução da ANEEL N°024/00 estabelece padrões para os indicadores (DIC, FIC e DMIC). Os indicadores DIC e FIC devem obedecer aos padrões de continuidade descritos nas tabelas a seguir, conforme metas anuais de DEC e FEC definidas pela ANEEL. Já, o indicador DMIC devem corresponder a 50% do padrão de continuidade mensal do indicador DIC, conforme descrito nas tabelas que seguem (ANEEL, 2006).

Tabela 3.1 Padrão de continuidade por unidade consumidora com faixa de tensão nominal ($69\text{kV} \leq \text{Tensão} < 230\text{kV}$) (ANEEL, 2006).

<i>Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade DEC ou FEC</i>	<i>Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora Faixa de Tensão Nominal ($69\text{kV} \leq \text{Tensão} < 230\text{kV}$)</i>					
	<i>DIC (horas)</i>			<i>FIC (interrupções)</i>		
	<i>Mensal</i>	<i>Trimestral</i>	<i>Anual</i>	<i>Mensal</i>	<i>Trimestral</i>	<i>Anual</i>
0 - 20	4	6	12	4	6	12
> 20 - 40	6	8	16	6	8	16
> 40	8	11	22	8	11	22

Tabela 3.2 Padrão de continuidade por unidade consumidora em áreas urbanas com faixa de tensão nominal ($1\text{kV} < \text{Tensão} < 69\text{kV}$) (ANEEL, 2006).

<i>Faixa de Variação das Metas Anuais dos Indicadores de Continuidade DEC ou FEC</i>	<i>Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora em Áreas Urbanas Faixa de Tensão Nominal ($1\text{kV} < \text{Tensão} < 69\text{kV}$)</i>					
	<i>DIC (horas)</i>			<i>FIC (interrupções)</i>		
	<i>Mensal</i>	<i>Trimestral</i>	<i>Anual</i>	<i>Mensal</i>	<i>Trimestral</i>	<i>Anual</i>
0 - 10	8	13	25	6	9	18
> 10 - 20	10	15	30	7	10	20
> 20 - 30	12	18	35	8	13	25
> 30 - 45	13	20	40	10	15	30
> 45	15	23	45	12	18	35

Tabela 3.3 Padrão de continuidade por unidade consumidora em sistemas isolados ou áreas não urbanas com faixa de tensão nominal ($1\text{kV} < \text{Tensão} < 69\text{kV}$) (ANEEL, 2006).

<i>Faixa de Variação das Metas Anuais dos Indicadores de Continuidade DEC ou FEC</i>	<i>Padrão de Continuidade por Unid. Cons. em Sist. Isolado ou Área Não Urbana Faixa de Tensão Nominal ($1\text{kV} < \text{Tensão} < 69\text{kV}$)</i>					
	<i>DIC (horas)</i>			<i>FIC (interrupções)</i>		
	<i>Mensal</i>	<i>Trimestral</i>	<i>Anual</i>	<i>Mensal</i>	<i>Trimestral</i>	<i>Anual</i>
0 - 10	11	25	50	10	15	30
> 10 - 20	19	28	55	12	18	35
> 20 - 30	22	33	65	15	20	40
> 30 - 45	24	36	72	17	25	50
> 45	30	45	90	24	36	72

Tabela 3.4 Padrão de continuidade por unidade consumidora em áreas urbanas com faixa de tensão nominal (Tensão ≤ 1kV) (ANEEL, 2006).

<i>Faixa de Variação das Metas Anuais dos Indicadores de Continuidade DEC ou FEC</i>	<i>Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora em Áreas Urbanas</i>					
	<i>Faixa de Tensão Nominal (Tensão ≤ 1kV)</i>					
	<i>DIC (horas)</i>			<i>FIC (interrupções)</i>		
	<i>Mensal</i>	<i>Trimestral</i>	<i>Anual</i>	<i>Mensal</i>	<i>Trimestral</i>	<i>Anual</i>
0 - 10	13	20	40	8	13	25
> 10 - 20	17	25	50	10	15	30
> 20 - 30	19	28	55	12	18	35
> 30 - 45	22	32	65	13	20	40
> 45	24	36	72	20	29	58

Tabela 3.5 Padrão de continuidade por unidade consumidora em áreas não urbanas com faixa de tensão nominal (Tensão ≤ 1kV) (ANEEL, 2006).

<i>Faixa de Variação das Metas Anuais dos Indicadores de Continuidade DEC ou FEC</i>	<i>Padrão de Continuidade por Unid. Consumidora em Áreas Não Urbanas</i>					
	<i>Faixa de Tensão Nominal (Tensão ≤ 1kV)</i>					
	<i>DIC (horas)</i>			<i>FIC (interrupções)</i>		
	<i>Mensal</i>	<i>Trimestral</i>	<i>Anual</i>	<i>Mensal</i>	<i>Trimestral</i>	<i>Anual</i>
0 - 10	27	40	80	13	20	40
> 10 - 20	29	43	85	17	25	50
> 20 - 30	30	45	90	20	30	60
> 30 - 45	33	48	100	25	38	75
> 45	36	54	108	29	44	87

3.3.2 Indicadores do Nível de Tensão

A Resolução da ANEEL N°505/01 visa estabelecer, rever, atualizar e consolidar padrões pertinentes à conformidade dos níveis de tensão em regime permanente das empresas de energia elétrica. Esta resolução estabelece as seguintes definições:

- ✓ A tensão de atendimento (T_A) é o valor eficaz da tensão medida no ponto de entrega, pode ser classificados com sendo adequada, precária ou crítica, conforme medição feita pela concessionária;
- ✓ Tensão Contratada (T_C) - Valor eficaz da tensão que deve ser informada ao consumidor e estabelecida em contrato;

- ✓ Tensão de Leitura (T_L) - Valor eficaz da tensão, integralizado a cada dez minutos, conforme medição realizada;
- ✓ Tensão não Padronizada (T_{NP}) - Valor de tensão nominal Não padronizada do sistema;
- ✓ Tensão Nominal (T_N) - Valor eficaz da tensão pelo qual o Sistema é projetado e
- ✓ Tensão Nominal (T_{NO}) - Valor eficaz da tensão pelo qual o Sistema é designado.

A Resolução da ANEEL N°505/01 estabelece que a tensão de atendimento (T_A) para as unidades consumidoras atendidas em tensão nominal ($T_N \leq 230\text{kV}$), poderá situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão e são classificadas conforme faixas de variação da tensão de leitura, descritas nas Tabelas 3.6, 3.7 e 3.8. Já a tensão de atendimento (T_A) para as unidades consumidoras atendidas em tensão nominal ($T_N \geq 1\text{kV}$), deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de entrega ou de conexão. Além disso, se faz necessário coincidir com a tensão nominal de um dos terminais de derivação previamente exigido ou recomendado para o transformador da unidade consumidora ou poderá ser contratada tensão intermediária entre os terminais de derivação padronizados desde que acordado entre as partes e são classificadas conforme faixas de variação da tensão de leitura, descritas nas Tabelas a seguir (ANEEL, 2001).

Tabela 3.6 Classificação da tensão de atendimento ($T_N \leq 230\text{kV}$) (ANEEL, 2001).

<i>Pontos de entrega ou conexão em Tensão Nominal (T_N Tensão $\leq 230\text{kV}$)</i>	
<i>Classificação da Tensão de Atendimento (T_A)</i>	<i>Faixa de variação da Tensão de Leitura (T_L) em relação à Tensão Contratada (T_C)</i>
Adequada	$0,95 T_C \leq T_L \leq 1,05 T_C$
Precária	$(0,95 T_C \leq T_L < 1,05 T_C)$ ou $(1,05 T_C < T_L \leq 1,07 T_C)$
Crítica	$(T_L < 0,95 T_C)$ ou $(T_L > 1,07 T_C)$

Tabela 3.7 Classificação da tensão de atendimento ($69\text{kV} \leq T_N < 230\text{kV}$) (ANEEL, 2001).

<i>Pontos de entrega ou conexão em Tensão Nominal ($69\text{kV} \leq T_N < 230\text{kV}$)</i>	
<i>Classificação da Tensão de Atendimento (T_A)</i>	<i>Faixa de variação da Tensão de Leitura (T_L) em relação à Tensão Contratada (T_C)</i>
Adequada	$0,95 T_C \leq T_L \leq 1,05 T_C$
Precária	$(0,90 T_C \leq T_L < 0,95 T_C)$ ou $(1,05 T_C < T_L \leq 1,07 T_C)$
Crítica	$(T_L < 0,90 T_C)$ ou $(T_L > 1,07 T_C)$

Tabela 3.8 Classificação da tensão de atendimento ($1\text{kV} \leq T_N < 69\text{kV}$) (ANEEL, 2001).

<i>Pontos de entrega ou conexão em Tensão Nominal ($1\text{kV} < T_N < 69\text{kV}$)</i>	
<i>Classificação da Tensão de Atendimento (T_A)</i>	<i>Faixa de variação da Tensão de Leitura (T_L) em relação à Tensão Contratada (T_C)</i>
Adequada	$0,93 T_C \leq T_L \leq 1,05 T_C$
Precária	$0,90 T_C \leq T_L < 0,93 T_C$
Crítica	$(T_L < 0,90 T_C)$ ou $(T_L > 1,05 T_C)$

De acordo com a Resolução da ANEEL N°505/01 a tensão de atendimento (T_A) para as unidades consumidoras atendidas em tensão nominal ($T_N \leq 1\text{kV}$), e devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme as tabelas a seguir.

Tabela 3.9 Classificação da tensão de atendimento ($T_N \leq 1\text{kV}$) (ANEEL, 2001).

<i>Pontos de entrega em Tensão Nominal Padronizada ($T_N \leq 1\text{kV}$)</i>				
<i>Tensão Nominal (T_N)</i>		<i>Faixa de variação da Tensão de Leitura (T_L) em relação à Tensão Contratada (T_N)</i>		
<i>Ligação</i>	<i>Volts</i>	<i>Adequada</i>	<i>Precária</i>	<i>Crítica</i>
<i>Monofásica</i>	254 / 127	$232 \leq T_L \leq 264$ $116 \leq T_L \leq 132$	$220 \leq T_L \leq 232$ ou $264 \leq T_L \leq 269$ $109 \leq T_L \leq 116$ ou $132 \leq T_L \leq 140$	$T_L < 220$ ou $T_L > 269$ $T_L < 109$ ou $T_L > 140$
	440 / 220	$402 \leq T_L \leq 458$ $201 \leq T_L \leq 229$	$380 \leq T_L \leq 402$ ou $458 \leq T_L \leq 466$ $189 \leq T_L \leq 201$ ou $229 \leq T_L \leq 233$	$T_L < 380$ ou $T_L > 466$ $T_L < 189$ ou $T_L > 233$
<i>Trifásica</i>	220 / 127	$201 \leq T_L \leq 231$ $116 \leq T_L \leq 133$	$189 \leq T_L \leq 201$ ou $231 \leq T_L \leq 233$ $109 \leq T_L \leq 116$ ou $133 \leq T_L \leq 140$	$T_L < 189$ ou $T_L > 233$ $T_L < 109$ ou $T_L > 140$
	380 / 220	$348 \leq T_L \leq 396$ $201 \leq T_L \leq 231$	$327 \leq T_L \leq 348$ ou $396 \leq T_L \leq 403$ $189 \leq T_L \leq 201$ ou $231 \leq T_L \leq 233$	$T_L < 327$ ou $T_L > 403$ $T_L < 189$ ou $T_L > 233$

Tabela 3.10 Classificação da tensão de atendimento não padronizada ($T_N \leq 1kV$) (ANEEL, 2001).

Pontos de entrega em Tensão Nominal Não Padronizada ($T_N \leq 1kV$)				
Tensão Nominal (T_N)		Faixa de valores de Tensão de Leitura (T_L) em relação à Tensão Contratada (T_N)		
Ligação	Volts	Adequada	Precária	Crítica
Monofásica	230 / 115	$216 \leq T_L \leq 241$ $108 \leq T_L \leq 127$	$212 \leq T_L \leq 216$ ou $241 \leq T_L \leq 253$ $105 \leq T_L \leq 108$ ou $127 \leq T_L \leq 129$	$T_L < 212$ ou $T_L > 253$ $T_L < 105$ ou $T_L > 129$
	240 / 120	$216 \leq T_L \leq 254$ $108 \leq T_L \leq 127$	$212 \leq T_L \leq 216$ ou $254 \leq T_L \leq 260$ $106 \leq T_L \leq 108$ ou $127 \leq T_L \leq 130$	$T_L < 212$ ou $T_L > 260$ $T_L < 106$ ou $T_L > 130$
Trifásica 4 Fios	208 / 120	$196 \leq T_L \leq 229$ $113 \leq T_L \leq 132$	$189 \leq T_L \leq 196$ ou $229 \leq T_L \leq 233$ $109 \leq T_L \leq 113$ ou $132 \leq T_L \leq 135$	$T_L < 189$ ou $T_L > 233$ $T_L < 109$ ou $T_L > 135$

A Resolução da ANEEL N°505/01 define os indicadores relativos ao nível de tensão. Os mesmos são estabelecidos considerando padrões individuais e coletivos. Os indicadores previstos nesta resolução estão descritos a seguir (ANEEL, 2001).

Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) é o indicador individual que analisa a duração relativa das leituras de tensão precária, no período considerado, expresso em percentual.

$$DRP = \frac{nlp}{1.008} \times 100 \quad [\%] \quad (3.6)$$

Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC) é o indicador individual que analisa a duração relativa das leituras nas faixas de tensão crítica, no período considerado, expresso em percentual.

$$DRC = \frac{nlc}{1.008} \times 100 \quad [\%] \quad (3.7)$$

Onde:

- ✓ nlp - Número de leituras situadas nas faixas precárias;
- ✓ nlc - Número de leituras situadas nas faixas críticas;
- ✓ 1.008 - Número de leituras válidas a cada dez minutos no período de observação.

Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC) é o indicador percentual das amostras com transgressão de tensão crítica.

$$DRC = \frac{CC}{CA} \times 100 \quad [\%] \quad (3.8)$$

Onde:

- ✓ *CC* - Número total de unidades consumidoras com leituras situadas na faixa crítica;
- ✓ *CA* - Número total trimestral de unidades consumidoras.

A Resolução da ANEEL N°505 define que a dimensão das leituras, para enquadramento da concessionária, deve estar acordo com os parâmetros descritos na Tabela 3.11.

Tabela 3.11 Dimensão da amostra para cálculo do ICC (ANEEL, 2001).

<i>Número Total de Unidades Consumidoras da Concessionária (N)</i>	<i>Dimensão das Amostras (Unidades Consumidoras)</i>	<i>Dimensão das Amostras com Margem de Segurança (Unidades Consumidoras)</i>
$N \leq 30.000$	36	42
$30.001 \leq N \leq 100.000$	60	66
$100.001 \leq N \leq 300.000$	84	93
$300.001 \leq N \leq 600.000$	120	132
$600.001 \leq N \leq 1.200.000$	156	172
$1.200.001 \leq N \leq 2.000.000$	210	231
$2.000.001 \leq N \leq 3.000.000$	270	297
$N \geq 3.000.001$	300	330

3.3.3 Indicadores do Atendimento às Ocorrências Emergenciais

A Resolução da ANEEL N°520/02 estabelece os procedimentos de registro e apuração dos indicadores do atendimento às ocorrências emergenciais, a serem considerados pelas concessionárias, sendo que estes atendimentos são supervisionados, avaliados e controlados por

meio destes indicadores. Para fins de cálculo dos indicadores, esta resolução estabelece que se devem considerar todas as ocorrências, mesmo as de natureza improcedentes como: falhas internas no consumidor ou endereço não localizado pelas equipes. Na coleta de dados devem-se desconsiderar os atendimentos como: solicitações de serviços em redes de iluminação pública, serviços de caráter comercial (reclamação de consumo elevado, substituição de medidores, corte e religação), reclamações relativas ao nível de tensão de atendimento, e reclamações relativas à interrupção de energia elétrica por manutenção programada, desde que previamente comunicada de acordo com a legislação (ANEEL, 2002).

3.3.4 Indicadores do Atendimento Telefônico

A Resolução da ANEEL N°057/04 estabelece as condições de atendimento por meio de central de teleatendimento das concessionárias de distribuição de energia elétrica. A qualidade do atendimento telefônico é medida por indicadores com padrões pré-estabelecidos para períodos mensais e diários (ANEEL, 2004).

3.3.5 Indicadores do Atendimento Comercial

O atendimento comercial por não ter uma regulamentação, os procedimentos a serem adotados pela concessionária, relativos à sua qualidade são estabelecidos por meio da inclusão de um anexo nos contratos de concessão. A ANEEL, através deste anexo, estabelece procedimentos para apuração dos indicadores, prazos para atendimento de um pedido ou reclamação que o consumidor aguarda atendimento da solicitação.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, a QEE é avaliada conforme a legislação vigente emitida pelos órgãos reguladores, destacando-se as responsabilidades de cada parte pela prestação do serviço. Logo, no Capítulo 4, será apresentada uma revisão sobre as principais técnicas de detecção de fenômenos eletromagnéticos utilizadas para monitoração da QEE.

4 METODOLOGIA, CARACTERIZAÇÃO E DETECÇÃO DOS DISTÚRBIOS.

4.1 MÉTODOS DE DETECÇÃO DOS DISTÚRBIOS

O gerenciamento dos fenômenos eletromagnéticos associados à qualidade de energia elétrica iniciou-se nas décadas de 70 e 80 com o surgimento de osciloscópios e sistemas de visualizações gráficas (KHAN, 2001).

As técnicas aplicadas atualmente somente tiveram sua utilização em larga escala a partir da década de 90. Este fato deve-se aos avanços obtidos na área de processamento de sinais, a redução dos custos dos sistemas de monitoração e ao aprofundamento do conhecimento sobre aplicações de processamentos de sinais em sistemas potência.

Estes acontecimentos tiveram grande relevância para a utilização destas técnicas na monitoração da QEE. Os principais métodos utilizados para detectar os fenômenos eletromagnéticos são: Método baseado no cálculo do Valor RMS, Método baseado na aplicação da Transformada Discreta de Fourier e Método baseado na aplicação da Transformada Wavelet. (DELMONT, 2003; LU; HUANG, 2004; FITZER; BARNES; GREEN, 2004):

Neste trabalho optou-se pelo método do valor RMS e pelo método da (ANEEL, 2006). (ANEEL, 2006). Transformada de Fourier por tratar-se de métodos consolidados na área de sistemas de energia. No decorrer deste capítulo será abordado cada um destes métodos para detecção dos distúrbios que afetam a QEE.

4.1.1 Método – Cálculo do Valor RMS

Consiste na monitoração dos valores de tensão RMS em tempo real do sistema com a finalidade de detectar os distúrbios (sobretensões, subtensões, e interrupções) (THEODORIDIS; KOUTROUMBAS, 1999). A detecção de eventos pode ser realizada através da comparação do valor RMS da tensão com uma faixa de tolerância. O cálculo do valor RMS do sinal monitorado é

realizado através de janelas de 1 ou 1/2 ciclo da componente fundamental. A Figura 4.1 ilustra o diagrama de blocos desta técnica.

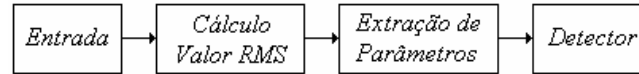


Figura 4.1 Demonstrativo da metodologia de detecção utilizando o cálculo do valor RMS.

Como apresentado na Figura 4.1, o processo Inicia-se com a aquisição do sinal de tensão $x(n)$, estas informações coletadas entram no bloco cálculo do valor RMS onde é realizado o cálculo da tensão RMS em tempo real. Em seguida, o bloco extração de parâmetros captura os dados de uma janela pré-determinada extraíndo os parâmetros de magnitude e duração. Finalizando tem-se o bloco detector que tem a função de identificar a ocorrência dos distúrbios.

A expressão para o cálculo do valor RMS de um sinal de entrada $x(n)$ com N amostra é dada por:

$$x_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N u(n)^2} \quad (4.1)$$

Onde $u(n)$ é o valor instantâneo da tensão da amostra número n .

Utilizam-se janelas de $\frac{1}{8}$, $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{2}$, e 1 ciclo para extrair os parâmetros de uma seqüência RMS. O vetor de parâmetros para utilização do bloco detector se compõe de dois elementos, e são modelados conforme as equações a seguir:

$$x = [x_1 \quad x_2]^T \quad (4.2)$$

Sendo que o elemento x_1 é o último valor RMS considerado da janela, optando-se pela fase do sistema que possui o menor valor amostrado dentro da janela atual. Em contra partida, o elemento x_2 é o primeiro valor RMS considerado da janela, optando-se pela fase do sistema que possui o maior valor amostrado dentro da janela atual. O processo de tomada de decisão é

formulado pelo critério de Neyman Pearson, $\frac{p(x|h_1)}{p(x|h_0)} \gtrless n$, onde h_0 (hipótese que não houve distúrbio), h_1 (hipótese que houve distúrbio) e n (constante empírica) (KARIMI; MOKHTARI; IRAVANI, 2000). Assim, se n for maior do que o valor do lado esquerdo da inequação, a decisão é tomada pela hipótese h_0 e, conseqüentemente, se o valor de n for menor do que o valor do lado esquerdo da inequação, a decisão é tomada pela hipótese h_1 .

4.1.2 Método – Transformado de Fourier

A análise de Fourier foi publicada por Jean Baptiste Joseph Fourier em 1822, trata-se de uma metodologia clássica para tratamento de sinais e séries temporais, a partir de cálculo de séries de senos e cossenos para solucionar equações diferenciais. Atualmente, Transformada Discreta de Fourier é uma das operações fundamentais em Processamento Digital de Sinais, sendo utilizada na descrição, representação e análise de sinais discretos.

Nesta seção limita-se abordar de forma sucinta a transformada de Fourier Discreta, aplicada a um sinal discreto x_n , é contida no intervalo finito ($0 \leq n \leq N-1$) de números inteiros, ou seja:

$$x_n = \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} X_k e^{jkn(2\pi/N)} \quad (4.3)$$

Onde os coeficientes x_k são:

$$X_k = \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-jkn(2\pi/N)} \quad (4.4)$$

Onde, $-jkn(2\pi/N)$ representa fatores cíclicos da Transformada Discreta de Fourier, sendo estes periódicos e definem pontos do círculo unitário no plano complexo.

Considerando-se a expansão em série de Fourier do sinal periódico $x_p(n)$ como sendo uma função periódica de n com período N , pode-se decompor a Equação 4.3 em;

$$x_p(n) = \sum_{m=-\alpha}^{\alpha} x_r(n - mN) \quad (4.5)$$

Onde;

$$x_r(n) = \begin{cases} x_n & , \quad 0 \leq n \leq N - 1 \\ 0 & , \quad 0 > n > N - 1 \end{cases}$$

A relação da Equação (4.4) é uma fórmula de transformação da seqüência $\{x(n)\}$ de comprimento N em seqüências de amostras de freqüências $\{X(k)\}$ de comprimento N . Como as amostras da freqüência são obtidas pela determinação da transformada de Fourier $X(\omega)$ como um conjunto de N freqüências discretas, a Equação (4.4) é denominada Transformada Discreta de Fourier (*DFT*) de $x(n)$.

4.2 CARACTERIZAÇÃO E MEDIÇÃO DOS DISTÚRBIOS

A caracterização dos distúrbios eletromagnéticos que afetam a QEE pode ser feita através da monitoração dos valores de tensões e correntes. Apesar de que os equipamentos de medição realizam um pré-tratamento dos sinais, se faz necessário a determinação de outros parâmetros pertinentes a QEE.

A caracterização dos fenômenos eletromagnéticos tem grande relevância devido a grande quantidade de informações extraídas da monitoração de um sistema elétrico e principalmente, possibilitando a identificação da fonte do distúrbio, em relação a ponto de monitoração (BASIC MEASURING INSTRUMENTS, 1993). Na Tabela 4.1 apresenta-se a relação geral de parâmetros

utilizados para classificação dos fenômenos da QEE, conforme regime de ocorrência do distúrbio (IEEE 1159, 1995).

Tabela 4.1 Parâmetros relevantes para a classificação dos distúrbios da QEE, conforme IEEE 1159.

<i>Parâmetros em regime permanente</i>	<i>Parâmetros em regime transitório</i>
Amplitude	Taxa de decaimento
Frequência	Amplitude
Espectro	Duração
Modulação	Espectro
Impedância da fonte	Frequência
Profundidade do corte	Taxa de ocorrência
Área do corte	Energia potencial
	Impedância da fonte

Dentre os diversos métodos, os mais utilizados, na caracterização dos distúrbios de QEE são a transformação de valores instantâneos em valores eficazes e o uso da Transformada Discreta de Fourier (DFT). A DFT é a versão da transformada de Fourier utilizada para análise de dados amostrados ou discretos.

A distorção de uma forma de onda pode ser detectada pela violação dos seus desvios padrões conforme descrito no decorrer desta seção. O método de detecção dos desvios é utilizado para capturar variações de tensão de curta e longa duração. Os transitórios são detectados, em sua amplitude, por detectores de pico, e são registrados quando atingem os limites estabelecidos (RIBEIRO, 2005).

Na análise de harmônicos, utiliza-se à técnica chamada de Transformada Rápida de Fourier - FFT, um método de análise espectral em tempo real (BASIC MEASURING INSTRUMENTS, 1993). A largura da janela pode ser ajustada e deslocada para explorar uma grande quantidade de dados referentes a QEE. Dependendo da necessidade, pode-se dar ênfase a uma determinada região específica, reduzindo a largura da janela para uma análise detalhada, enquanto que a largura da

janela pode ser aumentada quando não forem detectados distúrbios. É possível detectar e analisar transitórios através da FFT, desde que se escolha um tamanho adequado de janela.

A capacidade de detecção dos eventos mensurados é limitada por restrições de projeto, principalmente, como taxa de amostragem, taxa de digitalização, taxa de transmissão de dados e a capacidade de armazenamento.

4.2.1 Teorema da Amostragem dos Dados

A amostragem dos sinais de tensão ou de corrente, é utilizada para gerenciamento da forma de onda em regime permanente bem como para extração dos distúrbios da QEE. A leitura do sinal no domínio do tempo é realizada através de janela que promove a divisão dos sinais de natureza não estacionária em pequenos segmentos de natureza quase estacionária gerando a aquisição de um número finito de amostras do sinal a serem processadas (ARRILAGA; BRADLEY; BODGER, 1985).

A amostragem dos sinais de tensão ou de corrente, por serem sinais de valores contínuos ao longo do tempo, acaba por provocar erros inerentes à técnica de amostragem. Conforme o teorema da amostragem (*Sampling Theorem*), considera-se que infinitas amostras, com frequência de amostragem de pelo menos o dobro da maior frequência a ser mensurada são necessárias para caracterizar o sinal (BOUWENS, 1986).

A regeneração do sinal de tensão ou de corrente é feita através de infinitas somas de funções de interpolação com peso atribuído pelas amostras do sinal ao longo do tempo. Porém, em termos práticos, não é possível obter infinitas amostras de um sinal, conseqüentemente, utiliza-se uma interpolação aproximada, com N amostras de acordo com a expressão:

$$x(t) = \sum_{n=0}^{N-1} x(nT) \cdot Q(n, t) \quad (4.6)$$

Onde $Q(n,t)$ são funções escolhidas de interpolação com a finalidade de compensar o número limitado de amostras (BOUWENS, 1986).

4.2.2 Tensão em Regime Permanente

Para a caracterização da tensão em regime utiliza-se a técnica do valor médio quadrático, ou valor eficaz. Para aquisição dos valores instantâneos da tensão, é utilizado o conceito de janela de medição. O cálculo do valor (V_{rms}) de um sinal de tensão, com N amostras é dado pela expressão:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N V_i^2}{N}} \quad (4.7)$$

Onde:

- ✓ V_{rms} - Valor médio quadrático da tensão;
- ✓ V_i - Valor instantâneo da tensão;
- ✓ N - Número de amostras por janela de medição.

Pressupõe-se que a janela de medição desloca-se a cada amostra, de forma que, uma amostra nova é acrescida à base de cálculo sendo outra desprezada. A cada deslocamento da janela de medição o cálculo do valor médio quadrático (V_{rms}) é realizado. Após o processamento de um conjunto de N valores instantâneos amostrados, o número de valores médios quadráticos calculados pode chegar a N, se a janela se deslocar a cada amostragem. Normalmente o cálculo tem como base uma janela de 1 ciclo, embora os distúrbios de tensão sejam classificados a partir de janelas de 1, ou 1/2 ciclo de duração.

A tensão em regime permanente do sistema é constantemente monitorada a fim de verificar se o valor da tensão (V_{rms}) está dentro da faixa de tolerância ($\pm 0,1p.u.$). De acordo com a Norma IEEE1159, a tensão nominal do sistema deve estar contida dentro da faixa de tolerância

($0,9 p.u. < V_{rms} < 1,1 p.u.$) para que seja considerada adequada do ponto de vista da QEE. Pois quando os valores de tensão eficaz excedem estes limites, se considerada um evento relativo a QEE. Estes eventos podem ser caracterizados pela sua amplitude e duração.

4.2.3 Variações de Tensão

A caracterização da variação de tensão de curta ou longa duração pode ser obtida, basicamente, calculando-se o valor médio quadrático (V_{rms}) de acordo com a Equação 4.1.

Os principais parâmetros para caracterização da variação de tensão são: data e hora de ocorrência e amplitude e duração do distúrbio (IEEE 1159, 1995):

Esta técnica inicia-se com a aquisição dos valores instantâneos da tensão, que são constantemente capturados através de um conversor A/D. Então, realiza-se o cálculo da tensão (V_{rms}) utilizando-se janelas de 1, 1/2, ou 1/4 de ciclo da componente fundamental. Posteriormente, são verificados se os resultados do período de integração estão contidos dentro da faixa de tolerância estabelecida. A Figura 4.2 apresenta um afundamento de tensão e os parâmetros a serem mensurados.

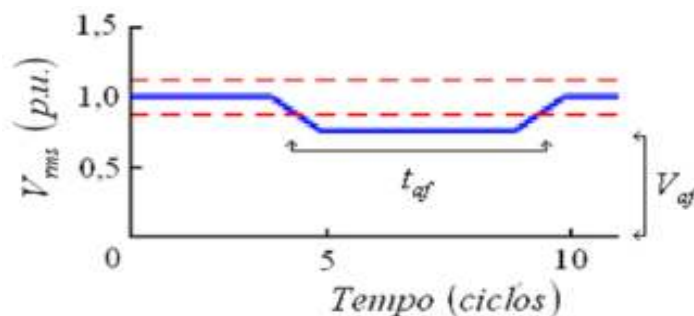


Figura 4.2 Variação de tensão de curta.

Onde, V_{af} é a magnitude do afundamento de tensão e t_{af} é a duração do evento.

A magnitude do evento obtém-se como sendo a tensão mínima atingida durante o afundamento de tensão (V_{af}).

$$Magnitude = \frac{V_{af}}{V_n} \quad [p.u.] \quad (4.8)$$

Onde, V_n é a tensão eficaz nominal do sistema.

A duração do evento é o intervalo de tempo em que a tensão eficaz permanece abaixo do limite de tensão (T_{af}).

$$Duração = t_{final} - t_{inicial} \quad [s] \quad (4.9)$$

Onde, $t_{inicial}$ é o instante de tempo em que a tensão ultrapassou o limite de tolerância e t_{final} é o instante de tempo em que a tensão voltou a estar dentro da faixa de tolerância.

O valor médio quadrático (V_{rms}) é constantemente avaliado a fim de detectar ocorrência de distúrbios. Portanto, quando um valor de tensão sofre variação e ultrapassa a tolerância inferior da tensão ($V_{rms} < 0,9p.u.$), caracteriza-se como o início do afundamento de tensão e inicia-se a aquisição do sinal de tensão (V_{af}) no instante de tempo ($t_{inicial}$). Considera-se encerrado o distúrbio quando a tensão estiver restabelecida dentro da faixa de tolerância ($0,9p.u. < V_{rms} < 1,1p.u.$) no instante de tempo (t_{final}) relativo ao termino do distúrbio.

Esta metodologia de monitoração da tensão (V_{rms}), feitas as devidas adequações, pode ser utilizada para caracterizar outros distúrbios (sobretensões, subtensões, e interrupções).

4.2.4 Desequilíbrios de Tensão

A detecção dos desequilíbrios de tensão é realizada através do método do cálculo valor médio quadrático da tensão. Basicamente, calcula-se a diferença entre as tensões (V_{rms}) de cada fase

do circuito dividido pela média das tensões (V_{rms}) (ABREU; ARANGO; OLIVEIRA; BUENO; SILVA, 1996).

A aquisição do sinal e o cálculo da tensão (V_{rms}) são realizados conforme descrito no item anterior. Após, o cálculo com os resultados do período de integração da tensão (V_{rms}) de cada fase, calculam-se os índices de desequilíbrios de tensão.

$$\begin{aligned}\Delta V_{RS\ rms} &= \frac{V_{R\ rms} - V_{S\ rms}}{\left(\frac{V_{R\ rms} + V_{S\ rms} + V_{T\ rms}}{3}\right)} \quad [\%] \\ \Delta V_{ST\ rms} &= \frac{V_{S\ rms} - V_{T\ rms}}{\left(\frac{V_{R\ rms} + V_{S\ rms} + V_{T\ rms}}{3}\right)} \quad [\%] \\ \Delta V_{TR\ rms} &= \frac{V_{T\ rms} - V_{R\ rms}}{\left(\frac{V_{R\ rms} + V_{S\ rms} + V_{T\ rms}}{3}\right)} \quad [\%]\end{aligned} \quad (4.10)$$

Os parâmetros utilizados para caracterizar os desequilíbrios de tensão são: data e hora de ocorrência, magnitude e duração do distúrbio (IEEE 1159, 1995).

A variação do valor médio quadrático (V_{rms}) é constantemente avaliada a fim de detectar desequilíbrios. Considera-se que houve um desequilíbrio de tensão quando a variação de tensão ultrapassa o limite de tolerância ($\Delta V_{rms} > 0,5\%$). Considera-se que o distúrbio finaliza quando o índice de desequilíbrio de tensão estiver dentro da faixa de tolerância.

4.2.5 Transitórios

Os transitórios são distúrbios ocasionais em um sistema elétrico. Geralmente são caracterizada pela amplitude da forma de onda, tempo de crista, frequência de oscilação e

polaridade (IEEE C62.41, 1991). Estes distúrbios são classificados em transitórios impulsivos e oscilatórios.

Os principais parâmetros para caracterização dos transitórios são: data e hora de ocorrência, valor de pico do distúrbio.

Para detecção do distúrbio utiliza-se um envelope da forma de onda da tensão como *trigger* para registro dos distúrbios, conforme demonstrado na Figura 4.3.

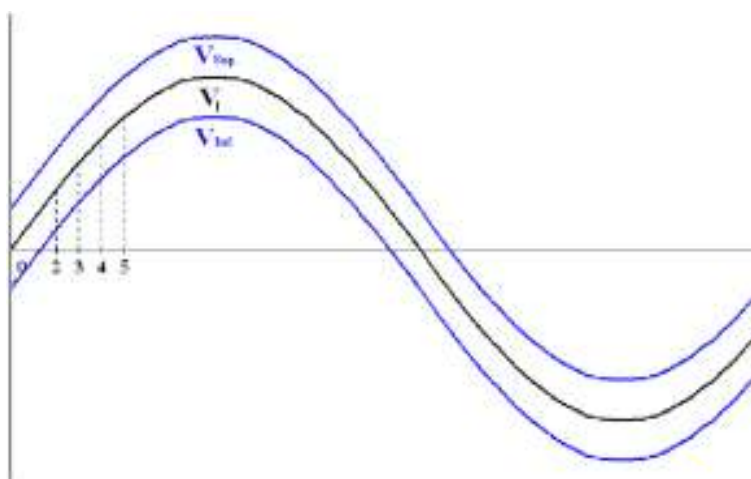


Figura 4.3 Forma de onda da tensão e seu envelope utilizado como *trigger*.

Onde:

- ✓ V_I - Tensão instantânea do sistema;
- ✓ $V_{Sup.}$ - Tensão do limite superior do envelope de tensão;
- ✓ $V_{Inf.}$ - Tensão do limite inferior do envelope de tensão.

Os transitórios impulsivos são caracterizados de acordo com o tempo de duração (valor de crista e de cauda) e o valor de pico da tensão. A Figura 4.4 apresenta a forma de onda típica de um transitório impulsivo gerada por uma descarga atmosférica.

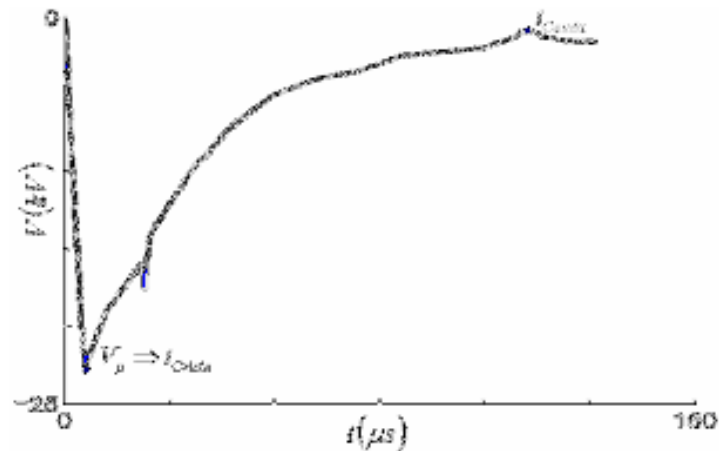


Figura 4.4 Transiente impulsivo ocasionado por descarga atmosférica.

Onde;

- ✓ V_p - Tensão de pico (Amplitude máxima do distúrbio);
- ✓ t_{Crista} - Tempo de crista (intervalo de tempo em que o distúrbio leva para alcançar a amplitude máxima V_p);
- ✓ t_{Cauda} - Tempo de cauda (intervalo de tempo em que a tensão leva para ser restabelecida dentro dos limites do envelope de tensão).

Os transientes oscilatórios são caracterizados pelo conteúdo espectral de sua frequência predominante, duração e amplitude. São classificadas de acordo com sua frequência de oscilação em transientes de baixa frequência, média frequência e alta frequência (ABREU; ARANGO; OLIVEIRA; BUENO; SILVA, 1996; IEEE 1159, 1995).

A metodologia consiste na monitoração constante dos valores instantâneos da tensão através do seu envelope com a finalidade de verificar que a tensão está dentro dos limites ($V_{Inf.} < V_I < V_{Sup.}$). Logo, quando a tensão ultrapassa o limite, inicia-se a aquisição do valor da tensão correspondente ao transiente (impulsivo ou oscilatório).

Considera-se o distúrbio como encerrado, quando a tensão estiver restabelecida dentro da tolerância ($V_{Inf.} < V_I < V_{Sup.}$). Como forma de prevenir disparos indesejáveis estabelece-se um intervalo de tempo mínimo para disparo e encerramento da aquisição do distúrbio.

4.2.6 Harmônicos e Interharmônicos

A caracterização dos harmônicos e interharmônicos em um sistema elétrico é geralmente feita através da decomposição do sinal de corrente ou tensão por Séries de Fourier (soma de senos ou cossenos). Usando a Transformada Discreta de Fourier de um sinal amostrado obtém-se uma série de módulos e ângulos referentes às frequências múltiplas da frequência fundamental. Assim, os níveis de distorção harmônica são caracterizados pelo espectro harmônico, com amplitude e ângulo de fase para cada componente harmônico individual.

Seja uma seqüência de duração finita $g(x)$ de comprimento N , tal que $g(x)=0$ fora do intervalo $0 \leq x \leq N-1$. Para facilidade de análise, considerando que $g(x)$ é um período da seqüência periódica $f(x)$. Sendo assim, tem-se:

$$f(x) = \sum_{r=-\infty}^{\infty} g(x + R_N) \quad (4.11)$$

Onde, R é um número inteiro.

A seqüência de duração finita, $g(x)$ obtém-se da seqüência periódica $f(x)$ através da extração de um período.

$$g(x) = \begin{cases} f(x), & 0 \leq n \leq N-1 \\ 0, & \text{Caso contrário} \end{cases}$$

Por conveniência matemática, define-se uma seqüência retangular $R_N(x)$.

$$R_N = \begin{cases} 1, & 0 \leq n \leq N-1 \\ 0, & \text{Caso contrário} \end{cases}$$

Assim, pode-se expressar a seqüência finita $g(x)$ da seguinte forma:

$$g(x) = f(x) \cdot R_N(x) \quad (4.12)$$

Denota-se por $G(u)$ os coeficientes de Fourier para a seqüência finita $g(x)$, Logo:

$$G(u) = F(u) \cdot R_N(u) \quad (4.13)$$

Sabe-se que:

$$F(u) = \frac{1}{N} \sum_{x=0}^{N-1} f(x) e^{-j(2\pi ux/N)} \quad (4.14)$$

$$f(x) = \frac{1}{N} \sum_{u=0}^{N-1} F(u) e^{j(2\pi ux/N)} \quad (4.15)$$

Utilizando as propriedades da função exponencial, as equações 4.14 e 4.15 podem ser reescritas da seguinte forma:

$$F(u) = \sum_{x=0}^{N-1} f(x) \cos(2\pi ux/N) + j \sum_{x=0}^{N-1} f(x) \text{sen}(2\pi ux/N) \quad (4.16)$$

$$f(x) = \sum_{u=0}^{N-1} F(u) \cos(2\pi ux/N) + j \sum_{u=0}^{N-1} F(u) \text{sen}(2\pi ux/N) \quad (4.17)$$

No algoritmo desenvolvido, para a análise das freqüências harmônicas, utilizam-se as equações 4.16 e 4.17. Inicia-se com a aquisição da forma de onda, periodicamente amostrado por uma janela de um ciclo, e posteriormente se faz à análise através do algoritmo da transformada discreta de Fourier, que desenvolve um certo número de componentes harmônicos, em função do número de valores amostrados. Como a distorção harmônica se trata de um fenômeno de regime

permanente, é necessário que conjuntos de componentes harmônicos sejam capturados periodicamente durante um período de tempo mínimo. Desta forma a caracterização do distúrbio é adequada e coerente.

Os níveis de distorção harmônica são caracterizados pelo espectro harmônico completo com amplitudes e ângulo de fase de cada componente harmônico individual. Também, é comum usar um único valor, a Distorção Harmônica Total (Total Harmonic Distortion - THD), como uma medida do nível da distorção harmônica.

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (V_h)^2}}{V_n} \times 100\% \quad (4.18)$$

Onde:

- ✓ DHT - Distorção harmônica total;
- ✓ V_h - Valores eficazes de tensão das componentes harmônicas;
- ✓ h - Ordem da harmônica;
- ✓ V_n - Valor eficaz da tensão fundamental.

Na Tabela 4.2 são mostrados os limites de distorção harmônica da tensão em percentual da componente da tensão conforme IEEE 519.

Tabela 4.2 Limites de distorção harmônica da tensão em % da componente da tensão.

<i>Barra de Tensão</i>	<i>Distorção Harmônica Individual de Tensão</i>	<i>Distorção Harmônica Total de Tensão THD (%)</i>
$V_n < 69\text{kV}$	3	5
$69\text{kV} < V_n < 161\text{kV}$	1,5	2,5
$V_n > 161\text{kV}$	1	1,5

As correntes harmônicas resultam da operação normal de dispositivos não lineares no sistema de energia elétrica. Os níveis de distorção da corrente podem ser caracterizados por uma distorção harmônica total, conforme descrito anteriormente, mas isto frequentemente pode levar a erros. Por exemplo, controladores de velocidade para motores mostrarão valores elevados de distorção harmônica total na corrente quando eles estão operando em cargas muito baixas. Isto não é uma preocupação porque, neste caso, embora a distorção harmônica total seja elevada, a amplitude da corrente harmônica é baixa, pois a componente fundamental da corrente é baixa. Para caracterização das correntes harmônicas de forma consistente, a recomendação da IEEE 519 define outro termo como sendo a distorção de demanda total (“Total Demand Distortion” - TDD).

A expressão para determinação da DDT é feita a seguir:

$$DDT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \times 100\% \quad (4.19)$$

Onde:

- ✓ I_h - Amplitude dos componentes harmônicos individuais (valores eficazes);
- ✓ h - Ordem da harmônica;
- ✓ I_L - Valor eficaz da corrente de carga na demanda máxima.

Na Tabela 4.3 são apresenta-se os limites de distorção harmônica da corrente em percentual da componente fundamental da corrente conforme IEEE 519.

Tabela 4.3 Limites das distorções harmônicas de corrente (I_h) em % de I_L para V_n de 69kV.

I_{sc}/I_L	$H < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	DDT
> 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

4.2.7 Flutuação de Tensão

A caracterização da flutuação de tensão pode ser obtida seguindo os seguintes passos: adequação da tensão, demodulação do sinal, índice de relevância em frequência, média quadrática e tratamento estatístico (DECKMANN, 1999).

A *adequação da tensão* se faz necessário devido às diferentes classes de tensão padronizadas. É conveniente expressar estas variações de tensão em termos percentuais da tensão de referência para poder comparar os resultados obtidos entre as diferentes classes de tensão.

$$\Delta V\% = \left(\frac{V - V_{ref}}{V_{ref}} \right) \cdot 100\% \quad (4.20)$$

Onde, V é a tensão Instantânea da rede e V_{ref} é a tensão referência do último minuto.

Este processo consiste em padronizar a tensão medida pelo valor obtido através de um processador de média móvel com tempo de acomodação de 1 minuto.

Posteriormente, realiza-se a demodulação do sinal de tensão a fim de extrair o sinal modulante, responsável por originar as flutuações da tensão.

A *demodulação do sinal* deve ser realizada através de quadramento do sinal, pois esta técnica simula a origem das oscilações do fluxo luminoso irradiado pelas lâmpadas, submetidas às flutuações da tensão. A razão de se optar por este método deve-se a uma modulação perfeita. Por consequência da assimetria das variações dos ciclos positivos e negativos da onda portadora, que neste caso é de 60Hz. Durante o processo de demodulação, elimina-se o nível médio, a dupla frequência da portadora, e são desprezados os níveis de modulação abaixo de 3%. Obtém-se como resultante a parcela do sinal filtrado:

$$V_f(t) = mV_p^2 \cdot \cos(\omega_m t) \quad (4.21)$$

Podendo esta ser padronizada de acordo com a amplitude da portadora de forma a expressar o sinal modulante.

$$\Delta v(t) = \frac{V_f(t)}{V_p} = mV_p \cdot \cos(\omega_m t) \quad (4.22)$$

Onde:

- ✓ V_f - Tensão resultante após demodulação;
- ✓ V_p - Tensão de pico da onda portadora sem modulação;
- ✓ ΔV - Variação da tensão provocada pela modulação (m);
- ✓ ω_p - Frequência da onda portadora;
- ✓ ω_m - Frequência da onda modulante;
- ✓ m - Índice de modulação ($0 \leq m \leq 1$).

Utiliza-se mV_p para quantificar as variações, sendo que mV_p representa a amplitude do sinal modulante correspondente à metade da variação da amplitude da tensão. A Figura 4.5 apresenta a variação de tensão causada pela modulação (m) (DECKMANN, 1999).

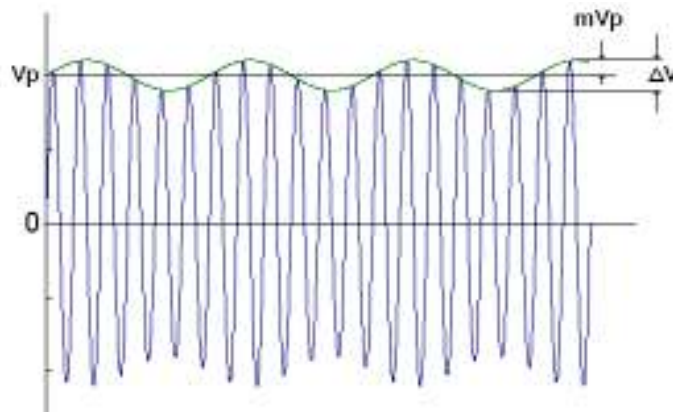


Figura 4.5 Variação de tensão causada pela modulação (m).

Finalizada a etapa de demodulação e filtragem do nível CC, deve-se atribuir uma ponderação em frequência ao sinal da tensão resultante.

O *índice de relevância* em frequência é atribuído através de um filtro que simula a sensibilidade visual às variações luminosas emitidas por uma lâmpada. As curvas de ponderação normalizada das lâmpadas incandescentes são mostradas na Figura 4.6 que representa a sensibilidade média dos observadores quando submetidos ao fenômeno da cintilação. Assim utilizam-se como referência para 120V, 60W e 230V, 60W (DECKMANN; ROCCO, 1989).

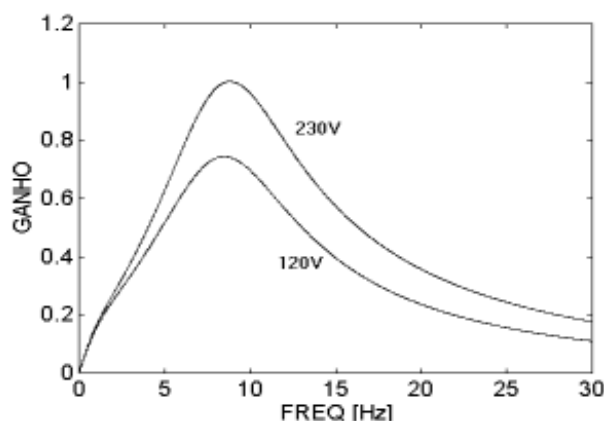


Figura 4.6 Curvas de ponderação para lâmpadas incandescentes.

Observa-se na figura que para os dois tipos de lâmpadas as curvas estão normalizadas para a frequência de maior sensibilidade, ou seja, a frequência de 8,8Hz. Na medida e que as frequências vão se afastando deste valor (8,8Hz) os níveis das flutuações vão se atenuando até se tornarem praticamente desprezíveis para valores próximos de zero ou acima de 30Hz (DECKMANN; ROCCO, 1986; DECKMANN, 1999).

A *média quadrática* é realizada com a finalidade de converter as flutuações de tensão em variação da energia luminosa que é a forma de energia percebida pelo olho humano. A resultante é o valor quadrático médio das flutuações ponderadas que é denominado como sendo sensação instantânea de *flicker* (S_f) (DECKMANN; ROCCO, 1989; DECKMANN, 1999).

$$S_f = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} [a_f \cdot \Delta v(t)]^2 dt \quad (4.23)$$

Onde:

- ✓ T - Constante de tempo para média móvel ($t=300\text{ms}$)
- ✓ af - Índice de relevância em frequência, conforme lâmpada incandescente utilizada;
- ✓ $\Delta v(t)$ - Flutuação normalizada de tensão.

A constante de tempo de 300ms representa a característica de acomodação da retina do olho humano às variações de luminosidade.

A sensação instantânea de *flicker* S_f assume a forma de um sinal positivo variável, que tende para zero quando a tensão de entrada à 60Hz possuir amplitude constante. Devido ao ganho unitário do filtro de ponderação em torno de 8.8Hz, as flutuações nessa frequência possuem a máxima sensação de *flicker*, enquanto para as demais frequências são atenuadas. Na prática as flutuações podem variar tanto em amplitude como em frequência. A sensação instantânea S_f varia aleatoriamente, requerendo um tratamento estatístico para sua análise.

O tratamento estatístico consiste em obter o histograma dos níveis de ocorrência de S_f , a partir do qual se calcula a curva ou Função de Probabilidade Cumulativa – FPC (IEC 868, 1986). A Figura 4.7 ilustra o histograma de classificação da sensação instantânea de *flicker* por níveis.

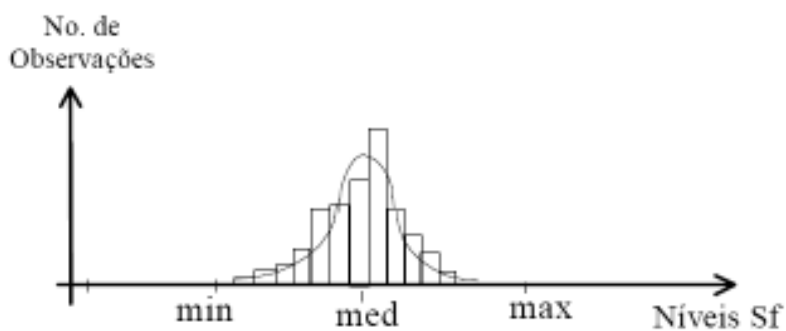


Figura 4.7 Histograma de classificação de S_f por níveis.

A partir da curva ou Função de Probabilidade Cumulativa - FPC pode-se estabelecer os indicadores de *flicker*, como sendo indicador de curto prazo (Pst - "Short-term probability") e indicador de longo prazo (Plt - "Long term probability").

Conforme descrito e recomendação da IEC 61000-4-15 os indicadores Pst e Plt estabelecem os níveis de severidade dos distúrbios.

O indicador de curto prazo - Pst, representa a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão num período tempo contínuo de 10 minutos e é calculado a partir dos níveis instantâneos de sensação de cintilação mensurados (DECKMANN; ROCCO, 1989).

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (4.24)$$

Onde, P_i corresponde aos níveis de sensação de *flicker* (S_f) que foi ultrapassado durante i % do tempo, conforme o histograma de classificação (P_{50} representa o nível de S_f ultrapassado durante 50% do tempo).

O indicador de longo prazo - Plt, representa a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão mensuradas num período contínuo de 2 horas sendo calculado a partir dos registros de Pst (DECKMANN; ROCCO, 1986; DECKMANN, 1999).

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (4.25)$$

Os valores que serão considerados para controlar a QEE, referente às flutuações de tensão, foram adotados os princípios recomendados pela UIE/IEC para avaliação do nível de cintilação de curto e longo prazo, e se estabeleceram limites globais e limites por consumidor para a severidade de *flicker* (DECKMANN; ROCCO, 1986; DECKMANN; ROCCO, 1989; DECKMANN, 1999):

Tabela 4.4 Limites globais de severidade de flicker.

<i>Indicadores</i>	<i>V < 69 kV</i>	<i>V ≥ 69 kV</i>
Pst	1 p.u.	0,8 p.u.
Plt	0,8 p.u.	0,6 p.u.

Tabela 4.5 Limites por consumidor.

<i>Indicadores</i>	<i>V < 69 kV</i>	<i>V ≥ 69 kV</i>
Pst	0,8 p.u.	0,5 p.u.
Plt	0,5 p.u.	0,4 p.u.

4.2.8 Variações da Frequência

Variações na frequência são desvios do valor da frequência compreendidos na faixa de $60 \pm 0,5$ Hz. Neste trabalho utiliza-se o PLL (*phase locked loop*) baseado no cálculo vetorial instantâneo (CVI) para a medição da frequência do sinal monitorado. A opção por este método deve-se as seguintes características: ter uma resposta rápida, erro de regime nulo, ser robusto a transitórios, e imune a ruídos na entrada. O PLL a ser utilizado tem seu funcionamento fundamentado na álgebra vetorial multidimensional e na ortogonalidade entre vetores, sendo: $V(t)$ o sinal de tensão da entrada e $U(t)$ o sinal ortogonal sintetizado (MARAFÃO; DECKMANN; LUNA, 2004; PÁDUA, 2004; MARAFÃO; DECKMANN; POMILIO; MACHADO, 2005).

O método consiste do cálculo do produto interno de dois vetores instantâneos e ortogonais. Como o valor médio do produto interno de dois vetores ortogonais é sempre nulo, independente de suas amplitudes tem-se (DECKMANN; MARAFÃO; PÁDUA, 2003; MARAFÃO, 2004; PÁDUA, 2004):

$$\overline{V \cdot U} = \frac{1}{T} \int_{t_2-T}^{t_2} [V(t) \cdot U(t)] \cdot dt = 0 \quad (4.26)$$

Para aplicação no algoritmo a Equação 4.28 deve ser representada na forma discreta.

$$\overline{V \cdot U}[k] \equiv \frac{1}{N \cdot \Delta t} \cdot \sum_{c=1}^N \left[\sum_{l=1}^n V_l(k - c \cdot \Delta t) \cdot U_l(k - c \cdot \Delta t) \right] = 0 \quad (4.27)$$

Onde:

- ✓ N - número de amostras por período ($T = N \cdot \Delta t$);
- ✓ k - Contador de amostras do algoritmo;
- ✓ Δt - Intervalo de amostragem ($\Delta t = t_2 - t_1$).

A Figura 4.8 apresenta o PLL proposto sendo o mesmo capaz de detectar a frequência e o ângulo de sincronismo da tensão de fase, de maneira independente das demais fases (DECKMANN; MARAFÃO; PÁDUA, 2003; MARAFÃO, 2004).

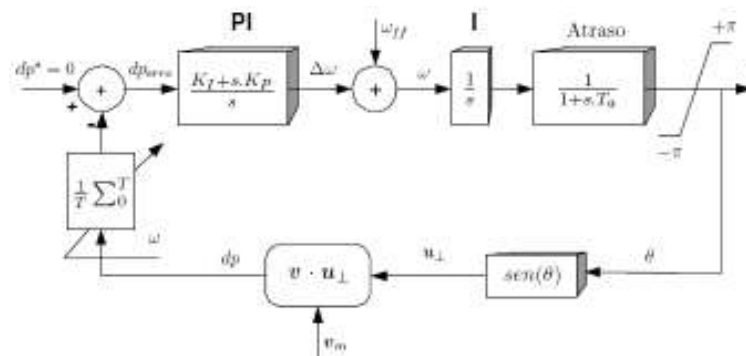


Figura 4.8 Demonstrativo de um PLL - 1 ϕ baseado em CVI (MARAFÃO, 2004; PÁDUA, 2004).

O princípio de funcionamento do PLL consiste em sintetizar um sinal (ϕ, ω) , em regime permanente que satisfaça a condição de ortogonalidade com o sinal da tensão fundamental (V_n), ou seja, o produto médio escalar entre o sinal de entrada e o sintetizado pelo PLL deve convergir para zero. Enquanto o algoritmo busca satisfazer a condição de ortogonalidade $\overline{V \cdot U} = 0$, o regulador PI converte o erro do produto escalar num sinal de correção da frequência ($\Delta\omega$) que possibilita a detecção da frequência do sinal de entrada (ω). Onde a resposta dinâmica inicial do PLL será a

variável ($\omega_{ff} = 2\pi f_n$), com ($f_n = 60\text{Hz}$). Portanto, quando o erro do produto médio escalar convergir para zero, o valor da saída do regulador PI será constante, e representa a frequência do sinal de entrada (ω) (MARAFÃO, 2004; PÁDUA, 2004).

O sincronismo do PLL é efetuado através da fase do sinal sintetizado ($\theta = \omega t$). Devido à condição de ortogonalidade o sinal sintetizado está defasado (90° ou $-\pi/2$) em relação ao ângulo da tensão de entrada (V_n), que pode ser obtida por:

$$\phi_n = \phi + \frac{\pi}{2} \quad (4.28)$$

Por se tratar de um PLL digital, deve-se prever a função atraso que representa o atraso entre conversão do A/D de uma amostra e a saída do PLL. A função atraso é definida por:

$$Delay = \frac{1}{1 + sT_a} \quad (4.29)$$

Com a finalidade de garantir a precisão do PLL e a condição de ortogonalidade deve-se implementar um filtro de média móvel adaptativo em relação a variações da frequência da tensão de entrada no intervalo em que a média será efetuada. Considerando a implementação discreta do filtro, conforme Equação 4.27. O filtro de média móvel adaptativo é implementado de tal forma a identificar as variações da frequência ($\Delta\omega$), o método utilizado mantém o número de amostras (N) por período constante, alterando a frequência de amostragem do sistema ou largura da janela de medição.

$$f_a = \frac{1}{T_a} = N \cdot \frac{\omega}{2\pi} \quad (4.30)$$

O filtro de média móvel pode ser modelado no domínio de Laplace.

$$R_{filtro}(s) = \frac{1 - e^{-sT}}{sT} \quad (4.31)$$

Pode-se simplificar a função de transferência não linear descrita acima aplicando Séries de Taylor e considerando-se relevantes apenas os termos de ordem 0 e 1. Deve-se ressaltar que os termos de ordem superior a 1 podem ser desprezados por serem grandezas relativamente pequenas em ($f_n = 60\text{Hz}$) em relação aos ponderados.

$$R_{\text{filtro}}(s) = \frac{1 - \left[1 - sT + \frac{(sT)^2}{2!} - \frac{(sT)^3}{3!} + \dots \right]}{sT} \cong 1 \quad (4.32)$$

Verifica-se através da Equação 4.32 que o filtro de média móvel não interfere na função de transferência geral do PLL por ser representado por uma função contínua de ganho unitário (DECKMANN; MARAFÃO; PÁDUA, 2003; PÁDUA, 2004) A fim de assegurar a estabilidade, precisão e resposta dinâmica do PLL deve-se calcular os ganhos do controlador PI. Visando a implementação discreta do PLL com frequência de amostragem muito superior a banda de frequência de operação do PLL, pode-se efetuar o projeto através do seguinte procedimento de cálculo, onde a tensão de entrada V e o sinal ortogonal sintetizado unitário U são expressos por:

$$V = V_N \text{sen}(\omega t + \theta_v) + \sum_{n=2}^N V_h \text{sen}[n(\omega t + \theta_v)] \quad (4.33)$$

$$U = \cos(\theta) = \cos(\omega t + \theta_u)$$

Onde:

- ✓ V_N - Amplitude da tensão fundamental;
- ✓ V_h - Amplitude da tensão dos demais distúrbios;
- ✓ θ_v - Ângulo de fase do sinal de entrada do sistema;
- ✓ θ_u - Ângulo de fase do sinal ortogonal sintetizado unitário.

Considerando-se o sinal de entrada do sistema unitário [p.u.], tem-se que o produto escalar ($V \cdot U$) pode ser obtido pela expressão:

$$V \cdot U = \frac{\text{sen}(2\omega t + \theta_v + \theta_u) + \text{sen}(\theta_v - \theta_u)}{2} + \dots$$

$$+ \frac{V_h \left\{ \sum_{n=2}^N \text{sen}[(n+1)(\omega t + \theta_v) + \theta_u] + \text{sen}[(n-1)\omega t + n\theta_v + \theta_u] \right\}}{2}$$
(4.34)

Onde se tem que o valor médio do produto escalar é:

$$\overline{V \cdot U} = \frac{\text{sen}(\theta_v - \theta_u)}{2} \cong \frac{\theta_v - \theta_u}{2} = \Delta\theta$$
(4.35)

De forma análoga, a função não linear de realimentação apresentada no diagrama da Figura 4.8 pode ser simplificada para o diagrama linear da Figura 4.9.

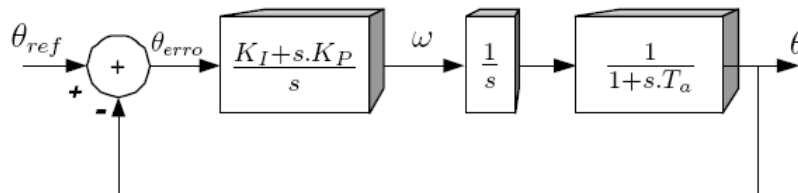


Figura 4.9 Demonstrativo de um PLL simplificado (MARAFÃO, 2004; PÁDUA, 2004).

Considerando-se o controlador PI sendo constituído apenas pelo integrador e pela função atraso, uma vez que $\omega_{ff} = 2\pi f_n$ é apenas o estado inicial do PLL, tem-se que as seguintes funções de transferência.

$$R_{ma}(s) = PI(s) \cdot R_{planta}(s) = \left(\frac{s.K_p + K_I}{s} \right) \cdot \left(\frac{1}{s} \right) \cdot \left(\frac{1}{s.T_a + 1} \right)$$

$$R_{mf}(s) = \left(\frac{R_{ma}(s)}{1 + R_{ma}(s)} \right) = \left(\frac{s.K_p + K_I}{s^3.T_a + s^2 + s.K_p + K_I} \right) \quad (4.36)$$

Onde, $R_{ma}(s)$ é a Função de transferência em malha aberta e $R_{mf}(s)$ é a função de transferência em malha fechada. Os ganhos da função de transferência do sistema podem ser obtidos com base na frequência de corte (ω_c) e através de um fator de normalização (α).

$$K_p = \omega_c$$

$$\omega_c = \frac{1}{\alpha.T_a} \quad (4.37)$$

$$K_I = \frac{\omega_c^2}{\alpha}$$

Associando-se o fator de normalização com o fator de amortecimento teórico, tem-se que a capacidade de filtragem e a dinâmica do modelo é representada por:

$$\alpha = 2.\zeta + 1 \quad (4.38)$$

A função de transferência do sistema resulta numa função de terceira ordem. Teoricamente sua condição ideal de controle seria um controle robusto a transitórios, imune a ruídos de entrada, ter erro de regime nulo, e ter uma resposta rápida e dinâmica.

Na prática, não é possível implementar um controle linear que satisfaça todas estas condições ao mesmo tempo. Neste trabalho opta-se pelo *Método Symmetrical Optimum* (DECKMANN; MARAFÃO; PÁDUA, 2003; PÁDUA, 2004).

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram descritas as técnicas implementadas no algoritmo para detectar os distúrbios da QEE em sinais amostrado de tensão e corrente. Foram abordados os aspectos mais relevantes para as técnicas propostas, tais como: amostragem do sinal, variação da frequência de amostragem, entre outros. A seguir, no Capítulo 5, apresenta-se como o algoritmo se encontra estruturado para detectar os distúrbios da QEE. Destacando as potencialidades do algoritmo e a correta entrada dos parâmetros para garantir o uso adequado da ferramenta.

5 PROCEDIMENTO OPERACIONAL

5.1 INTRODUÇÃO

O algoritmo desenvolvido serve como ferramenta de análise para sistemas monofásicos ou trifásicos de toda e qualquer classe de tensão, bem como aquisição em tempo real quando conectado a um sistema de aquisição de dados que possibilita a leitura destas medições.

Visando a ampla e fácil utilização da ferramenta se faz necessário à elaboração de um procedimento destacando as potencialidades do algoritmo e a correta entrada dos parâmetros para garantir o uso adequado da ferramenta.

5.2 ALGORITMO DE MONITORAÇÃO DA QEE

Para configurar, realizar a análise de determinado distúrbio e armazenar os resultados em um arquivo específico será necessário realizar alguns procedimentos. Com intuito de facilitar a exemplificação da estrutura do algoritmo, apresenta-se o fluxograma da Figura 5.1.

Ao iniciar o algoritmo deve-se inserir no bloco “aquisição de dados” os valores da tensão nominal, frequência fundamental, número de fases do sistema e taxa de amostragem para garantir o funcionamento adequado do programa.

Na etapa “extraí parâmetros” o algoritmo realiza amostragem do sinal em 1/2 ciclo com atualização de 1/4 ciclo para detectar e quantificar transitórios, variações de tensão e variações de frequência instantânea. O algoritmo utiliza janelas de 1 ciclo com atualização de 1/2 ciclo para os detectar e quantificar os demais distúrbios.

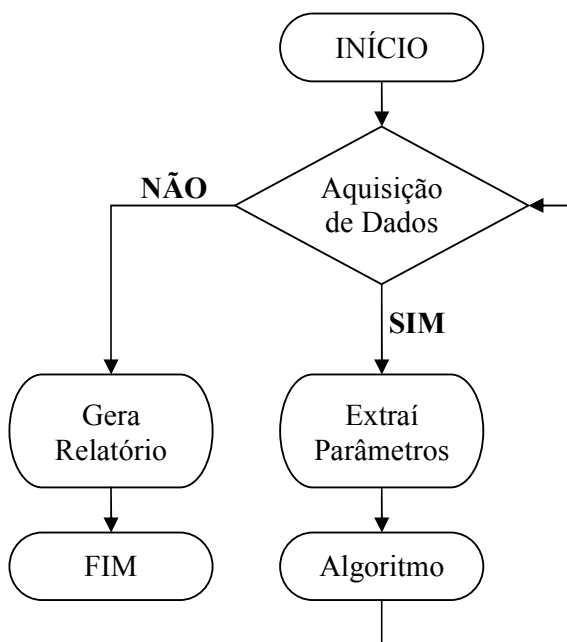


Figura 5.1 Fluxograma geral do algoritmo.

O bloco “algoritmo” representa todos os métodos desenvolvidos para detectar os principais distúrbios da QEE. O algoritmo de monitoração da QEE possui funções de detecção e quantificação em forma simultânea dos seguintes distúrbios:

- ✓ Transitórios;
- ✓ Afundamentos de tensão;
- ✓ Interrupções;
- ✓ Elevações de tensão;
- ✓ Variações de frequência instantânea;
- ✓ Variações de frequência em regime permanente;
- ✓ Tensão de regime permanente;
- ✓ Harmônicos de corrente;
- ✓ Harmônicos de tensão;
- ✓ Desequilíbrios de tensão
- ✓ Flutuações de tensão

O programa possibilita a aquisição de dados em tempo real através do acoplamento de um conversor A/D ou pode ser utilizado como ferramenta para processamento de dados previamente coletados através da leitura de arquivos de dados com extensão “.txt” ou “.xls”.

Além disso, possui inicialização básica, leitura, plotagem e recursos para exportação de dados. Podendo configurar algoritmo para realizar a análise de somente determinado distúrbio sendo o que algoritmo em sua configuração inicial irá calcular todos os distúrbios que afetam a QEE. Porém somente serão armazenados no relatório da QEE os distúrbios que ultrapassem os limites estipulados em norma pelo órgão responsável.

No relatório da QEE, cada distúrbio detectado possui sua respectiva planilha de eventos. Onde se encontram listados todos os distúrbios ocorridos que excederam a tolerância estipulada. Os distúrbios são quantificados através de suas principais características, possibilitando sua análise e estudo de causas. A Figura 5.2 mostra uma planilha típica de apresentação de resultados para um distúrbio de QEE.

Índice		Fase R			Fase S			Fase T		
		DHT (%)	Duração (min)	Hora/Data	DHT (%)	Duração (min)	Hora/Data	DHT (%)	Duração (min)	Hora/Data
1										
2										
3										
Título: Desenvolvimento de uma Metodologia para Gerenciamento da Qualidade da Energia Elétrica. Mestrando: Osvaldo Hideo Ando Jr. Co-Orientador: Roberto Cleuly Laboyne Orientador: Arturo Suman Bratas										

Figura 5.2 Demonstrativo da formatação do relatório da QEE

O relatório da QEE foi desenvolvido em MS-Excel devido ao amplo acesso a ferramenta e visando a fácil compreensão. O usuário pode imprimir, configurar, comparar resultados, e editar os arquivos desejados. O relatório da QEE compõe-se da união de todas as planilhas contendo os distúrbios da QEE registrados após o processamento dos dados.

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, destacou-se de forma clara e objetiva a estrutura do algoritmo proposto englobando as diversas técnicas utilizadas para monitoração da QEE. A seguir, no Capítulo 6, analisa-se o desempenho do algoritmo para diversas situações através de dados sintetizados e de dados oriundos de medições em campo.

6 ANÁLISE E VALIDAÇÃO DO ALGORITMO

O algoritmo proposto foi desenvolvido utilizando a plataforma *MatLab* permitindo-se uma análise rápida, dos inúmeros resultados que podem ser obtidos a partir do sinal contendo distúrbios da QEE.

Com a finalidade de validar e certificar o bom funcionamento do algoritmo foram realizadas diversas simulações para análise de desempenho do algoritmo proposto enfatizando situações típicas e adversas que podem ocorrer durante a operação. Estes dados sintetizados possuem as seguintes características descritas a seguir:

- ✓ Medição - sintetizados;
- ✓ Classe de tensão - 127V;
- ✓ Freqüência – 60Hz;
- ✓ Taxa de amostragem – 12000Hz.

Com a finalidade de validar o algoritmo este capítulo apresenta uma análise feita a partir de dados sintetizados e posteriormente uma análise com dados obtidos de medições em uma barra de 440kV.

6.1 SIMULAÇÃO COM DADOS SINTETIZADOS

Os dados sintetizados foram de grande importância ao longo do desenvolvimento do algoritmo proposto. Uma vez que através do conjunto de dados sintetizados foi possível compreender o funcionamento, otimizar as rotinas de cálculo e analisar o funcionamento do programa sendo dividido em:

- ✓ Sinal isento de distúrbios;
- ✓ Sinal com desequilíbrio de tensão;
- ✓ Sinal com variações de tensão;

- ✓ Sinal com distorções harmônicas;
- ✓ Sinal com cintilação luminosa;
- ✓ Sinal com variações da frequência.

Com intuito de facilitar a visualização e compreensão das formas de onda, foi *plotado* somente a forma de onda de uma das fases.

6.1.1 Sinal isento de distúrbios

Neste primeiro caso, o sinal amostrado ($127V_{rms} - 60Hz$) não contém nenhum fenômeno eletromagnético, conforme pode-se visualizar na da Figura 6.1.

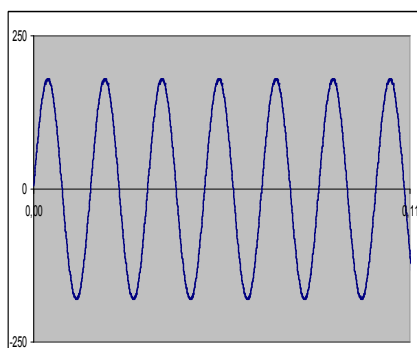


Figura 6.1 Forma de onda do sinal amostrado isenta de fenômenos eletromagnéticos

Analisando-se o sinal amostrado através do algoritmo proposto é possível detectar e mensurar os valores de tensão eficaz e frequência fundamental em regime permanente do sistema.

Tabela 6.1 Comparativo dos resultados para regime permanente

<i>Tensão Nominal - Regime Permanente</i>			<i>Frequência Fundamental - Regime</i>		
<i>Teórica [p.u.]</i>	<i>Medida [p.u.]</i>	<i>Erro [%]</i>	<i>Teórica [Hz]</i>	<i>Medida [Hz]</i>	<i>Erro [%]</i>
1	1	5,60E-11	60	60	-8,67E-09

6.1.2 Sinal com desequilíbrio de tensão

Neste segundo caso, o sinal amostrado ($127V_{rms} - 60Hz$) contém um desequilíbrio de tensão na Fase S (2%).

Com a finalidade de monitorar e mensurar a seqüência positiva do sinal foi desenvolvido um filtro de média móvel para extrair a componente fundamental do sistema. Este filtro e desenvolvido a partir da Transformada Discreta de Fourier modificada que utiliza (N-1) amostras anteriores do sinal para convergir. A Figura 6.2 apresenta o sinal amostrado após a filtragem extraindo a seqüência positiva do sinal contendo um desequilíbrio de tensão.

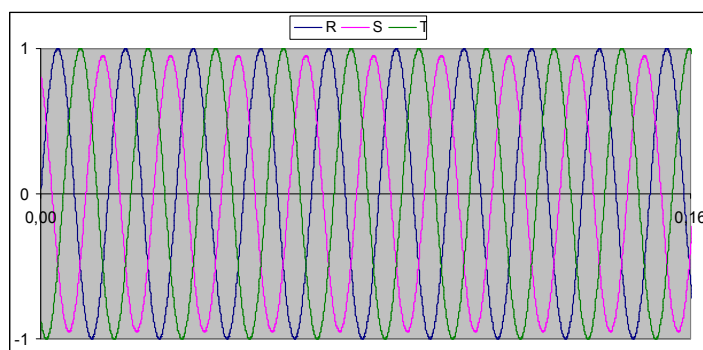


Figura 6.2 Forma de onda do sinal amostrado com desequilíbrio de tensão

O algoritmo de estimação dos desequilíbrios de tensão usa ao valor RMS da tensão e seus resultados são apresentados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 Comparativo dos desequilíbrios de tensão

Desequilíbrio de Tensão								
Tensão (Fase R-S)			Tensão (Fase S-T)			Tensão (Fase T-R)		
Teórico [pu]	Medido [p.u.]	Erro [%]	Teórico [pu]	Medido [p.u.]	Erro [%]	Teórico [pu]	Medido [p.u.]	Erro [%]
-0,025	-0,0250	-7,92E-11	0,000	0,0000	-1,10E-12	0,025	0,0250	-3,52E-11
0,000	0,0000	2,00E-12	0,035	0,0350	-3,14E-11	-0,035	-0,0350	2,57E-11
0,000	0,0000	2,00E-12	0,050	0,0500	-2,20E-11	-0,050	-0,0500	1,80E-11
-0,075	-0,0750	-2,57E-11	0,000	0,0000	-1,10E-12	0,075	0,0750	-1,11E-11
0,087	0,0870	2,19E-11	0,087	-0,0870	-1,16E-11	0,000	0,0000	-8,98E-13
0,100	0,1000	1,90E-11	0,100	-0,1000	-9,99E-12	0,000	0,0000	-8,98E-13

6.1.3 Sinal com variações de tensão

Neste terceiro caso, o sinal amostrado ($127V_{rms} - 60Hz$) contém variações de tensão de curta e longa duração. Observa-se na Figura 6.3, que a forma de onda do sinal possui um afundamento de tensão (0,8 p.u.) no segundo ciclo, uma interrupção de Tensão (0,05 p.u.) no quarto ciclo e uma elevação de tensão (1,2 p.u.) no sexto ciclo.

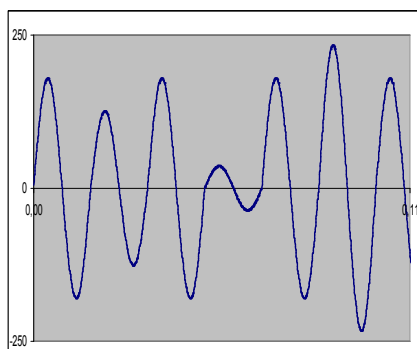


Figura 6.3 Forma de onda do sinal amostrado contendo variações de tensão

As variações de tensão são estimadas usando janela de $\frac{1}{2}$ ciclo que detecta a variação da amplitude por intermédio do cálculo (*p.u.*) da tensão eficaz. A duração do evento detectada através da comparação entre a amostra do sinal e uma amostra sintetizada de valor instantâneo da tensão nominal. Evitando-se o erro por janelamento do sinal. Alguns resultados obtidos dos testes para detecção das variações de tensão são apresentados na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 Comparativo da amplitude e duração da variação de tensão

<i>Amplitude</i>			<i>Duração</i>		
<i>Teórica [p.u.]</i>	<i>Medida [p.u.]</i>	<i>Erro [%]</i>	<i>Teórico [ms]</i>	<i>Medido [ms]</i>	<i>Erro [%]</i>
0,05	0,05	-9,48E-11	8,33	8,33	8,00E-11
0,10	0,10	4,10E-11	12,50	12,583	6,67E-01
0,80	0,80	-9,25E-11	16,67	16,67	1,88E-11
0,90	0,90	-4,00E-11	66,75	66,75	-1,72E-10
1,10	1,10	-5,45E-12	500	500	1,94E-11
1,20	1,20	-1,67E-11	3.000	3000	1,88E-11
1,40	1,40	-2,93E-11	60.000	60000	1,94E-11

6.1.4 Sinal com distorções harmônicas

Neste quarto grupo, o sinal contém harmônicas que causam a distorção da forma de onda, conforme ilustrado na Figura 6.4.

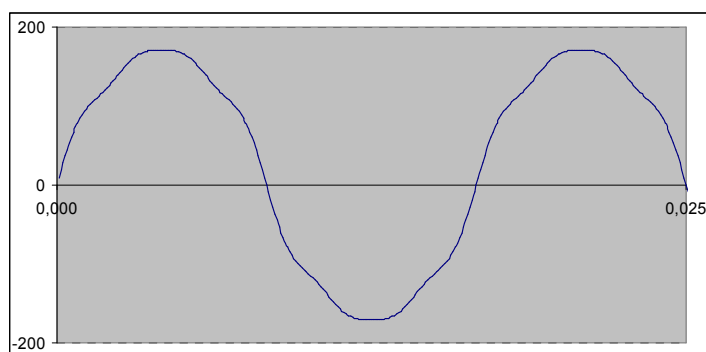


Figura 6.4 Forma de onda do sinal amostrado contendo harmônicas

O sinal da Figura 6.4 é composto por uma componente fundamental ($127 V_{rms} - 60\text{Hz}$) combinada com harmônicas de 2ª ordem (5%), 3ª ordem (4%), 5ª ordem (2%), e 7ª ordem (0,5%).

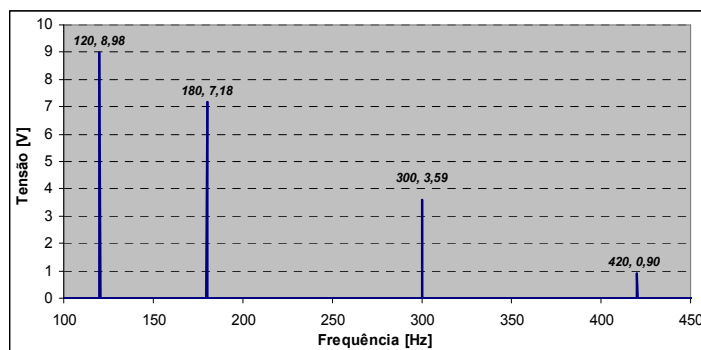


Figura 6.5 Demonstrativo da harmônicas contidas no sinal amostrado

Utilizando-se o algoritmo proposto obtiveram-se a distorção harmônica individual – DIT e a distorção harmônica total - DHT. Foram realizados inúmeros testes variando-se o percentual de harmônicas e frequência de amostragem de forma a certificar a eficácia do algoritmo proposto. A

fim de exemplificar e demonstrar os testes realizados, na Tabela 6.4 são apresentados os resultados obtidos de um dos testes realizados.

Tabela 6.4 Comparativo das distorções harmônicas

<i>Distorção harmônica individual - DI</i>			<i>Distorção harmônica total - DHT</i>			
<i>Ordem</i>	<i>Teórica [%]</i>	<i>Medida [%]</i>	<i>Erro [%]</i>	<i>Teórica [%]</i>	<i>Medida [%]</i>	<i>Erro [%]</i>
2	5,0	5,00	-2,85E-03	11,2250	11,2250	-2,22E-13
3	4,0	4,00	-6,82E-05	7,4162	7,4162	-1,78E-13
5	2,0	2,00	-1,36E-04	5,4772	5,4772	3,33E-13
7	0,5	0,50	-2,85E-03	3,7	3,71	-3,33E-14

A frequência do sistema elétrico manteve-se constante durante as simulações, uma vez que a eficiência do algoritmo depende do sincronismo com a frequência. O mesmo necessita de N pontos com a taxa de amostragem constante por ciclo.

6.1.5 Sinal com cintilação luminosa

No quinto caso, o sinal amostrado ($127V_{rms} - 60Hz$) contém componentes de baixa frequência (10 Hz) sobreposta ao sinal da rede causando o fenômeno de cintilação luminosa, conforme pode ser visto na Figura 6.6.

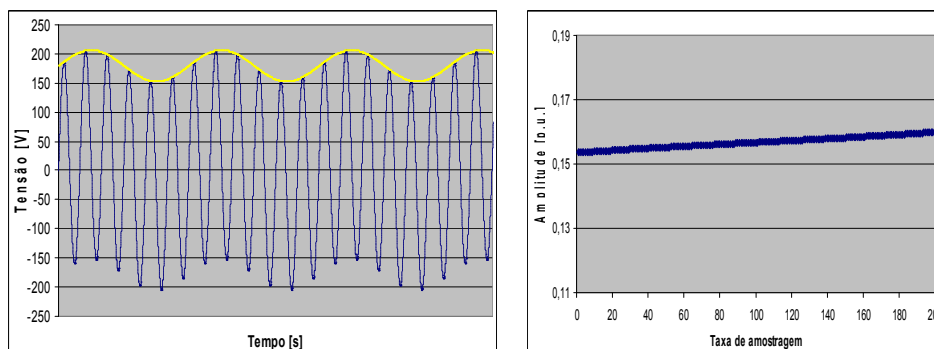


Figura 6.6 Demonstrativo do sinal amostrado com componentes em 10 Hz

Com a finalidade de certificar do bom funcionamento do algoritmo realizaram-se inúmeros ensaios variando a frequência e estimando-se o indicador de curto prazo – Pst bem como o indicador de longo prazo – Plt. Estes indicadores representam a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão em um período tempo pré-determinado.

Na Tabela 6.5 apresenta-se uma amostra dos resultados obtidos das simulações para validação do algoritmo desenvolvido.

Tabela 6.5 Comparativo da cintilação luminosa

<i>Cintilação Luminosa - Pst</i>		
<i>Teórico</i>	<i>Medido</i>	<i>Erro [%]</i>
0,025	0,026	-3,90%
0,050	0,051	-1,56%
0,100	0,101	-1,41%
1,000	1,014	-1,38%
2,500	2,548	-1,86%
5,00	5,100	-1,96%
10,00	10,231	-2,26%

6.1.6 Sinal com variações da frequência

No sexto caso a ser estudado o sinal amostrado contém variações da frequência. Observa-se na Figura 6.7 que a forma de onda em função do tempo e frequência cujo sinal possui uma variação da frequência de 0,1 Hz em relação a fundamental (60 Hz).

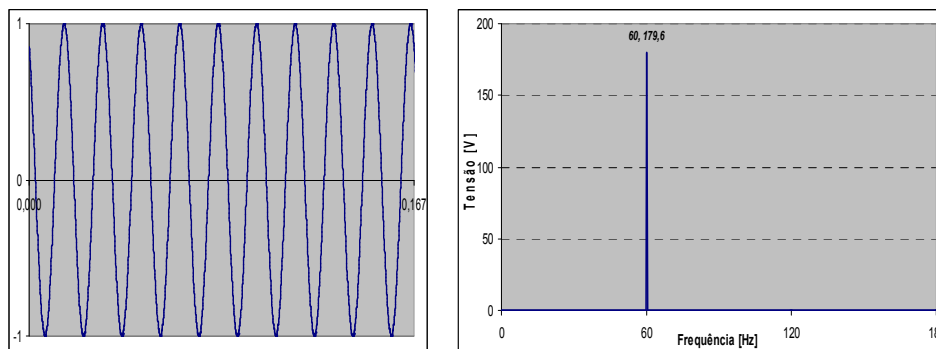


Figura 6.7 Forma de onda do sinal amostrado com frequência de 59,9 Hz

Realizaram-se inúmeros ensaios com o algoritmo desenvolvido, variando a frequência cujos resultados são apresentados na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 Comparativo das variações de frequência

<i>Frequência Fundamental - Regime</i>		
<i>Teórica [Hz]</i>	<i>Medida [Hz]</i>	<i>Erro [%]</i>
58,00	58,00	5,11E-13
59,90	59,90	1,55E-13
59,09	59,09	3,55E-13
60,01	60,01	3,33E-13
60,10	60,10	3,33E-13
61,00	61,00	3,33E-13

6.2 CÁLCULO DE ÍNDICES COM DADOS REAIS

Para validação do desempenho da metodologia de cálculo e monitoração dos parâmetros da QEE utilizou-se um conjunto de medições reais como forma de certificar-se da robustez e eficácia do algoritmo proposto, perante diversas situações que possa vir a ser submetido.

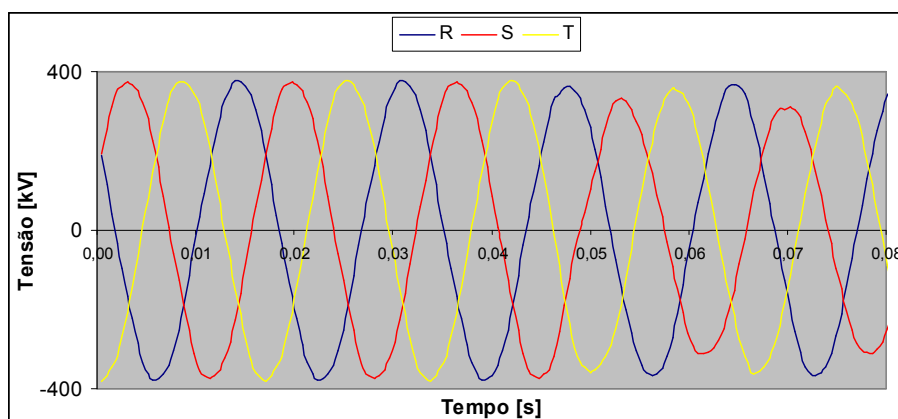


Figura 6.8 Demonstrativo da forma de onda do sistema elétrico.

O escopo principal deste trabalho é a detecção e a quantificação dos distúrbios em um relatório da QEE para fins de gerenciamento e posterior análise de causas. A coleta de dados, leva em consideração o objetivo da análise sendo cada distúrbio devidamente mensurado e registrado em um arquivo de dados específico.

No caso estudado, os sinais de tensão foram obtidos em uma barra de 440kV de um sistema elétrico de potência. A seguir estão as informações básicas das medidas:

- ✓ Medição - Barra de SE;
- ✓ Classe de tensão - 440kV;
- ✓ Frequência – 60Hz;
- ✓ Taxa de amostragem – 1920Hz.

O objetivo desta análise a priori é identificar fenômenos eletromagnéticos que possam vir a interferir na QEE podendo causar mal funcionamento de equipamentos ou interrupção do fornecimento.

O conjunto de medidas de tensão continha uma parcela de ruído sobreposto ao sinal. Contudo esta parcela de ruído não afetou o desempenho do algoritmo. Os distúrbios detectados e quantificados são apresentados na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 Distúrbios detectados pelo algoritmo

Categorias	Nº de ocorrências	Conteúdo Espectral	Duração Típica	Magnitude de Tensão Típica
1 Transitórios	-			0 - 8 pu
2 Afundamento de tensão	105		0,5 ciclo - > 1 min	0,1 - 0,9 pu
3 Interrupção de tensão	-		0,5 ciclo - > 1 min	< 0,1 pu
4 Elevação de tensão	0		0,5 ciclo - > 1 min	1,1 - 1,8 pu
5 Distorção de forma de onda				
5.1 DHT	1	0 - 100° H	Regime permanente	0 - 20 %
5.2 DIT	3	0 - 100° H	Regime permanente	0 - 20 %
5.3 DDT	-	0 - 100° H	Regime permanente	0 - 20 %
6 Flutuações de tensão	-	< 25 Hz	Intermitente	0,1 - 7 %
7 Variações de frequência			< 10 s	
7.1 Regime permanente	-		10 min.	
7.2 Frequência 59,5Hz-60,5Hz	2		< 10 s	
7.3 Frequência <56,5Hz->66Hz	-		< 10 s	
7.4 Frequência 63,5Hz-66Hz	-		< 10 s	
7.5 Frequência 57,5Hz-56,5Hz	-		< 10 s	
8 Tensão nominal			< 10 s	
8.1 Regime permanente	-		10 min.	
9 Desequilíbrio de tensão	3		Regime permanente	0,5 - 2 %

Para a análise dos distúrbios de regime permanente foram utilizadas janelas de 1 ciclo calculando a integral a cada 10 minutos de acordo com as normas vigentes. A tensão e frequência em regime permanente apresentaram um índice da QEE adequado, uma vez que dos resultados obtidos, estes foram satisfatórios em pelo menor 95% do total de medidas realizadas. Na Tabela 6.8 são apresentados alguns resultados da tensão e frequência em regime permanente.

Tabela 6.8 Resultados obtidos em regime permanente

Tensão em Regime Permanente			Frequência Fundamental		
Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
Tensão (pu)	Tensão (pu)	Tensão (pu)	Freq. (Hz)	Freq. (Hz)	Freq. (Hz)
1,017	1,013	1,014	59,99	60,01	60,01
1,015	1,010	1,021	59,93	60,15	59,93
1,008	1,013	1,018	59,99	60,02	60,02
1,010	1,014	1,013	60,07	60,29	60,49
1,015	1,011	1,014	60,12	60,10	60,10

Os distúrbios que afetam a QEE, segundo os resultados dos dados coletados que foram mensurados, são basicamente afundamentos de tensão (105 ocorrências). Os afundamentos de tensão foram obtidos, basicamente, calculando-se o valor médio quadrático V_{rms} e caracterizados pelos seguintes parâmetros: amplitude e duração do distúrbio. Na Tabela 6.9 são apresentados alguns resultados dos afundamentos de tensão mensurados através da análise de dados.

Tabela 6.9 Afundamentos de tensão mensurados pelo algoritmo

<i>Afundamentos de Tensão</i>						
<i>Índice</i>	<i>Fase R</i>		<i>Fase S</i>		<i>Fase T</i>	
	<i>Tensão (pu)</i>	<i>Duração (s)</i>	<i>Tensão (pu)</i>	<i>Duração (s)</i>	<i>Tensão (pu)</i>	<i>Duração (s)</i>
1	0,8394	0,0250	0,8541	0,0250	0,8535	0,0250
2	0,8046	0,0375	-	-	-	-
3	-	-	0,6835	0,0333	-	-
4	-	-	0,8197	0,7333	-	-
5	0,8673	0,3542	-	-	0,8363	0,3667
6	-	-	-	-	0,8950	0,0292

Relativo a análise da frequência fundamental do sinal do ponto vista da QEE em regime permanente não ocorreram desvios significativos do valor nominal. Porém, a frequência fundamental em valores instantâneos por duas vezes ultrapassou a tolerância estipulada pela ONS, resultando em uma anomalia da QEE. Os valores mensurados da variação instantânea da frequência são apresentados na Tabela 6.10.

Tabela 6.10 Variações da frequência fundamental detectadas pelo algoritmo proposto

<i>Frequência Instantânea</i>					
<i>Fase R</i>		<i>Fase S</i>		<i>Fase T</i>	
<i>Freq. (Hz)</i>	<i>Duração (s)</i>	<i>Freq. (Hz)</i>	<i>Duração (s)</i>	<i>Freq. (Hz)</i>	<i>Duração (s)</i>
59,353	39,628	58,861	38,227	59,280	38,584
59,440	30,630	59,462	30,522	59,292	31,406

Do ponto de vista da análise das formas de onda foram detectadas distorções harmônicas acima do limite permitido. Para mensurar este distúrbio utilizou-se a DFT com extração do nível

CC. Com base na análise dos resultados obtidos, observa-se que o algoritmo proposto detecta valores de distorção harmônica individual de terceira ordem (3 ocorrências) e distorção harmônica total (1 ocorrência) em período de amostragem de 10 minutos superior aos limites permitidos pelas normas vigentes. Os valores das harmônicas detectadas pelo algoritmo são apresentados na Tabela 6.11 e Tabela 6.12.

Tabela 6.11 Distorção harmônica individual detectadas pelo algoritmo

<i>Distorção Harmônica Individual - DIT</i>								
Fase R			Fase S			Fase T		
<i>DIT (%)</i>	<i>Freq. (Hz)</i>	<i>Ordem</i>	<i>DIT (%)</i>	<i>Freq. (Hz)</i>	<i>Ordem</i>	<i>DIT (%)</i>	<i>Freq. (Hz)</i>	<i>Ordem</i>
2,652	180	3	3,299	180	3	1,301	180	3
3,398	180	3	1,937	180	3	3,027	180	3
2,620	180	3	3,750	180	3	8,292	180	3

Tabela 6.12 Distorção harmônica total detectada pelo algoritmo

<i>Distorções Harmônicas Total - DHT</i>		
Fase R	Fase S	Fase T
<i>DHT (%)</i>	<i>DHT (%)</i>	<i>DHT (%)</i>
3,807	5,012	9,166

Na análise dos desequilíbrios de tensão o algoritmo proposto utiliza janelas de integração de 10 minutos. Os dados coletados apresentaram desequilíbrio superior aos limites estabelecidos em três medições. Os valores mensurados dos desequilíbrios de tensão são apresentados na Tabela 6.13.

Tabela 6.13 Desequilíbrios de tensão detectados pelo algoritmo

<i>Desequilíbrio de Tensão</i>		
Fase R-S	Fase S-T	Fase T-R
<i>Tensão (pu)</i>	<i>Tensão (pu)</i>	<i>Tensão (pu)</i>
0,117	-0,082	-0,034
-0,019	0,038	-0,019
-0,014	-0,012	0,026

6.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O programa proposto e desenvolvido foi utilizado para detectar as variações de tensão, desequilíbrios, conteúdo harmônico, variações da frequência e flutuação de tensão, mostra-se um aplicativo funcional, prático e eficaz. Através da análise dos dados obtiveram-se as características dos distúrbios permitindo que sejam classificados conforme a norma IEEE 1159. Além disso, a própria classificação dos distúrbios serve como ferramenta para identificar a possível fonte causadora do distúrbio possibilitando interação com o sistema e melhoria da QEE.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

7.1 CONCLUSÃO

Neste trabalho, apresentou-se a identificação de quais parâmetros são os mais convenientes para avaliar de forma abrangente a QEE. Para tal, desenvolveu-se uma metodologia para detecção e quantificação dos principais indicadores da QEE. Implementou-se um algoritmo numérico na plataforma “*Matlab*” comumente utilizada em análise de sistemas elétricos. Concluiu-se que o algoritmo é eficaz e prático, e que pode ser utilizado no desenvolvimento de um novo equipamento de medição dos distúrbios da QEE. Os resultados obtidos através da análise de dados sintetizados bem como de dados oriundos de medições num sistema de potência validaram o programa proposto.

Dentre as principais contribuições deste trabalho destacam-se:

- ✓ Contextualização sobre o tema QEE, apresentando o estado da arte incluindo: o estudo das normas e as principais técnicas propostas para monitoração da QEE encontradas na literatura nacional e internacional;
- ✓ A obtenção de parâmetros a serem utilizados na avaliação da QEE de forma abrangente;
- ✓ O desenvolvimento de um algoritmo que permite obter de forma clara e concisa, a partir de medições das tensões e correntes do sistema elétrico, os indicadores para avaliar o desempenho da rede do ponto de vista da QEE;
- ✓ Desenvolvimento de um programa que unifica as rotinas apresentando os parâmetros de cada distúrbio de forma a confeccionar um relatório único onde são apresentados os principais resultados para cada um dos distúrbios analisados;

- ✓ Demonstrar que a metodologia baseada em sistemas digitais é uma ferramenta viável e de interesse das empresas do setor elétrico para detectar, monitorar, analisar e solucionar problemas da QEE.

A metodologia desenvolvida foi utilizada para detectar as variações de tensão, variações de frequência, desequilíbrios de tensão, flutuações de tensão, transitórios, tensão de regime permanente e distorções da forma de onda. Obtendo-se as características (amplitude e duração) dos eventos, podendo classificá-los de acordo com a norma IEEE 1159. Além disso, a própria classificação dos distúrbios serve como ferramenta para identificar a possível fonte causadora do distúrbio.

7.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Considerando o cenário de desenvolvimento que ainda se encontra a QEE, aliado aos avanços tecnológicos dos equipamentos com o respectivo aumento da sua sensibilidade, evidencia-se a necessidade de analisar, monitorar e controlar a QEE.

Deve-se ressaltar que a medição e quantificação dos distúrbios são uma necessidade básica das empresas concessionárias de energia elétrica.

Espera-se que esta metodologia venha contribuir como uma ferramenta de auxílio à determinação da causa de falhas, detecção de fenômenos eletromagnéticos, monitoração e análise da QEE.

7.3 TRABALHOS FUTUROS

Dentro do tema da QEE, para prosseguimento e complementação do trabalho são propostos os seguintes assuntos correlacionados.

- ✓ Desenvolvimento de um dispositivo para mensurar e coletar os dados utilizando-se um conversor A/B de 24 *Bits* para medição e cálculo dos índices da QEE de maneira automática e contínua, gerando um banco de dados do sistema;
- ✓ Aprimoramento das técnicas propostas nesta dissertação através da análise e desenvolvimento de novos algoritmos de processamento de sinais;
- ✓ Avanço dos estudos para detectar e quantificar novos distúrbios da QEE bem como desenvolver uma padronização para os índices destes distúrbios.

REFERÊNCIAS

- ABREU, J. P.; ARANGO, H.; OLIVEIRA, J. C.; BUENO, A. M.; SILVA, S. R. Reflexões Sobre Qualidade de Energia. In: SEMINÁRIO BRASILEIRO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 1., 1996, Uberlândia. **Anais...** Uberlândia, 1996.
- ANDERSON, B. D. O.; MOORE, J. B. **Optimal Filtering**. New Jersey: Prentice Hall, 1979.
- ARRILAGA, J.; BRADLEY, D. A.; BODGER, P. S. **Power System Harmonics**. New York: John Wiley & Sons, 1985.
- ARTIOLI, M.; PASINI, G.; PERETTO, L.; SASDELLI, R.; FILIPPETTI, F. Low cost DSP based equipment for the real time detection on transients in power systems. **IEEE Transaction on Instrumentation and Measurement**, v. 53, p. 933-939, 2004.
- BALTAZAR, A. C. S. **Qualidade da Energia no contexto da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. 2007. 139 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.
- BOLLEN, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems: voltage sags and interruptions**. New York: IEEE Press, 1999.
- BOUWENS, A. J. **Digital Instrumentation**. New York: McGraw-Hill, 1986.
- DECKMANN, S. M. **Flutuações de Tensão: relatório para ANEEL/ONS N° 2**. Brasília, DF, fev. 1999.
- DECKMANN, S. M.; MARAFÃO, F. P.; PÁDUA, M. S. Single and three-phase digital PLL structures based on instantaneous power theory. In: BRAZILIAN POWER ELECTRONICS CONFERENCE (COBEP), 7., 2003, Fortaleza. **Proceedings...** Fortaleza, 2003.
- DECKMANN, S. M.; ROCCO, A. Medição de Cintilação pelo Método UIE. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 10., 1989, Curitiba. **Anais...** Curitiba, 1989.
- DECKMANN, S. M.; ROCCO, A. Medição do Efeito Flicker pelo Método UIE. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 6., 1986, Belo Horizonte. **Anais...** Belo Horizonte, 1986. p. 865-869.
- DELMONT, O. F. **Utilização da Transformada de Wavelet para Caracterização de Distúrbios na Qualidade da Energia Elétrica**. 2003. 209 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2003.
- DUGAN, R. C.; MCGRANAGHEM, M. F.; BEATY, H. W. **Electrical Power System Quality**. New York: McGraw-Hill, 1996.
- DUQUE, C. A.; RIBEIRO, M. V.; RAMOS, F.R.; SZCZUPACK, J. Power quality event detection based on the principle of divide to conquer and innovation concept. **IEEE Transients in Power Delivery**, v. 20, p. 2361-2369, 2005.

EURONORMS. **Voltage characteristics of the electricity supplied by public distribution systems, European/British Standard EN (EURONORMS) BS/EN 50160, CLC, BTTF68-6.** 1994.

FERNANDES, D. E. B. **Uma metodologia de gerenciamento da Qualidade da Energia Elétrica.** 1999. 133 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 1999.

FITZER, C.; BARNES, M.; GREEN, P. Voltage sag detection technique for dynamic voltage restore. **IEEE Transaction on Industry Applications**, v. 40, p. 203-212, 2004.

FLORIO, A.; MARISCOTTI, A.; MAZZUCHELLI, M. Voltage sag detection based on rectified voltage processing. **IEEE Transaction on Power Delivery**, v. 19, p. 1962-1967, 2004.

GEREK, O. N.; ECE, D. G. An adaptive statistical method for power quality analysis. **IEEE Transaction on Instrumentation and Measurement**, v. 54, p. 184-191, 2005.

GU, I. Y. H.; EMBERG, N.; STYVAKTAKIS, E.; BOLLEN, M. H. J. A statistical based sequential method for fast online detection of fault induced voltage dips. **IEEE Transients in Power Delivery**, v. 19, p. 497-504, 2004.

HAYKIN, S.; LI, L. **Nonlinear adaptive prediction of nonstationary signals.** Salt Lake: IEEE, 1995.

IEC PUBLICATION 868. **Flickermeter:** functional and design specifications. New York, 1986.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **Electromagnetic compatibility (EMC):** IEC Standard 61000 (series). New York: International Electrotechnical Commission, 1990-2006.

IEEE STANDARDS BOARD. **IEEE C62.41 – 1991:** Recommended practice on surge voltages in low-voltage AC power circuits. Salt Lake, 1991.

IEEE STANDARDS BOARD. **IEEE Std 1159 – 1995:** Recommended practice for monitoring electric power quality. 1995.

IEEE STANDARDS BOARD. **IEEE Std 519 – 1992:** Recommended practice and requirements for harmonic control in electrical power system. 1992.

KARIMI, M.; MOKHTARI, H.; IRAVANI, M. R. Wavelet based on line disturbance detection for power quality applications. **IEEE Transients in Power Delivery**, v. 15, p. 1212-1220, 2000.

KAURA, V.; BLASKO, V. Operation of a Phase Locked Loop System Under Distorted Utility Conditions. **IEEE Transaction on Industry Applications**, v. 33, p. 58-63, 1997.

KREYZIG, E. **Advanced Engineering Mathematics.** 8. ed. New York: John Wiley & Sons, 1999.

LI, C.; TAYJASANANT, T.; XU, W.; LIU, X. Method for voltage sag source detection by investigating slope of the system trajectory. **IEEE Proceeding Generation Transmission Distribution**, v. 150, p. 367-372, 2003.

LU, C. W.; HUANG, S. J. An application of B-spline wavelet transform for notch detection enhancement. **IEEE Transaction on Power Delivery**, v. 19, p. 1419-1425, 2004.

MARAFÃO, F. P.; DECKMANN, S. M.; LUNA, E. K. A Novel Frequency and Positive Sequence Detector for Utility Applications and Power Quality Analysis. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGIES AND POWER QUALITY, 2004, Barcelona. **Proceedings...** Barcelona, 2004.

MARAFÃO, F. P. **Análise e Controle da Energia Elétrica através de Técnicas de Processamento Digital de Sinais**. 2004. 259 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

MARAFÃO, F. P.; DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A.; MACHADO, R. Q. Metodologia de Projeto e Análise de Algoritmos de Sincronismo PLL. **Eletrônica de Potência**, Recife, v. 10, n. 1, p. 7-14, 2005.

MARQUES, C. A. G. **Técnica de Detecção de Distúrbios para Monitoramento da Qualidade da Energia**. 2007. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional _ PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, DF, 2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução nº024, de 27 de janeiro de 2000. Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 28 jan. 2000. Seção 1, p. 23.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução nº520, de 17 de setembro de 2002. Estabelece os procedimentos de registro e apuração dos indicadores relativos às ocorrências emergenciais. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 19 Set. 2002. Seção 1, p. 76.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução nº57, de 12 de abril de 2004. Estabelece as condições de atendimento por meio de Central de Tele atendimento das concessionárias ou permissionárias, critérios de classificação de serviços e metas de atendimento. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 13 Abr. 2004. Seção 1, p. 48.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução nº505, de 26 de novembro de 2001. Estabelece os procedimentos de registro e apuração dos indicadores relativos às ocorrências emergenciais. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 27 Nov. 2001. Seção 1, p. 16.

OLIVEIRA, J. C. D. Qualidade de Energia Elétrica: Definição e análise dos itens de qualidade. In: PROJETO SIDAQEE. Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, 2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Procedimentos de rede: Submódulo 2.2 - padrões de desempenho da rede básica**. Rio de Janeiro, 2002. cap. 2.

PÁDUA, M. S. **Técnicas Digitais para Sincronização com a Rede Elétrica, com Aplicação em Geração Distribuída**. 2004. 165 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

RIBEIRO, M. V. **Técnicas de Processamento de Sinais Aplicadas à Transmissão de Dados Via Rede Elétrica e ao Monitoramento da Qualidade de Energia.** 2005. 173 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

SANTOSO, S.; POWER, E. J.; HOFMANN, P. Power quality assessment via wavelet transform analysis. **IEEE Transaction on Power Delivery**, v. 11, p. 924–930, 1996.

SHIPP, D. D.; VILCHECK, W.; SWARTZ, M. E.; WOODLEY, N. H. Expert system for analysis of electric power system harmonics. **IEEE Industry Applications Magazine**, p. 34–39, 1995. |

SILVA, V. F. **Condicionador de potência para aplicação em inversor de frequência de média tensão.** 2001. 168 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2001.

THEODORIDIS, S.; KOUTROUMBAS, K. **Pattern Recognition.** San Diego: Academic Press, 1999.

ANEXO A:

Algoritmo Proposto.

ANEXO A: ALGORITMO PROPOSTO**QEE.m**

```
clear all
```

```
f=60;
```

```
fs=1920;
```

```
N=fs/f;
```

```
Vn=265;
```

```
In=12.7;
```

```
Vp=Vn*sqrt(2);
```

```
Per=1/f;
```

```
Janela=N/2;
```

```
Amostras=N/4;
```

```
ti=0;
```

```
w=2*pi*f;
```

```
Ci=1;
```

```
Cf=Janela;
```

```
ph=3;
```

```
Vaf(1:ph)=1;
```

```
Vel(1:ph)=0;
```

```
Vint(1:ph)=1;
```

```
Vrms(1:ph)=1;
```

```
A=1; B=1; C=1;
```

```
VRegPer(1:ph)=0;
```

CRP=0;
CPP=1;
TensaoPerm(1:ph)=0;
VRS=0; VST=0; VTR=0;
RS=0; ST=0; TR=0;
des=1;
Desequilibrio=0;
ainstR=1; ainstS=1; ainstT=1;
amomR=1; amomS=1; amomT=1;
atempR=1; atempS=1; atempT=1;
algR=1; algS=1; algT=1;
imomR=1; imomS=1; imomT=1;
itempR=1; itempS=1; itempT=1;
ilgR=1; ilgS=1; ilgT=1;
einstR=1; einstS=1; einstT=1;
emomR=1; emomS=1; emomT=1;
etempR=1; etempS=1; etempT=1;
elgR=1; elgS=1; elgT=1;
Af_inst(1:6)=0; Af_mom(1:6)=0; Af_temp(1:6)=0; Af_lg(1:6)=0;
Int_mom(1:6)=0; Int_temp(1:6)=0; Int_lg(1:6)=0;
El_inst(1:6)=0; El_mom(1:6)=0; El_temp(1:6)=0; El_lg(1:6)=0;
Ch=100;
Harmonica_R((1:Ch),1)=0; Harmonica_S((1:Ch),1)=0; Harmonica_T((1:Ch),1)=0;
HarmCur_R((1:Ch),1)=0; HarmCur_S((1:Ch),1)=0; HarmCur_T((1:Ch),1)=0;
Chi=1;
Chf=N;


```
harm=1;
DHT(1:3)=0;
hind=1;
DIT=0;
Cur=2;
Isc=1;
IL=1;
hcur=1;
DDT(1:3)=0;
hci=1;
DIC=0;
Fundamental(1:ph)=f;
FundOld(1:ph)=f;
PhaseOld(1:ph)= 0;
Freq_R=f; Freq_S=f; Freq_T=f;
vfreqR=1; vfreqS=1; vfreqT=1;
TFRin=0; TFSin=0; TFTin=0;
VarFreq(1:6)=0;
Freq_R1=f; Freq_S1=f; Freq_T1=f;
vfreqR1=1; vfreqS1=1; vfreqT1=1;
TFR1in=0; TFS1in=0; TFT1in=0;
VarFreq1(1:6)=0;
Freq_R2=f; Freq_S2=f; Freq_T2=f;
vfreqR2=1; vfreqS2=1; vfreqT2=1;
TFR2in=0; TFS2in=0; TFT2in=0;
VarFreq2(1:6)=0
```

```
Freq_R3=f; Freq_S3=f; Freq_T3=f;
vfreqR3=1; vfreqS3=1; vfreqT3=1;
TFR3in=0; TFS3in=0; TFT3in=0;
VarFreq3(1:6)=0;
Freq_R4=f; Freq_S4=f; Freq_T4=f;
vfreqR4=1; vfreqS4=1; vfreqT4=1;
TFR4in=0; TFS4in=0; TFT4in=0;
VarFreq4(1:6)=0;
Freq_R5=f; Freq_S5=f; Freq_T5=f;
vfreqR5=1; vfreqS5=1; vfreqT5=1;
TFR5in=0; TFS5in=0; TFT5in=0;
VarFreq5(1:6)=0;
Freq_Reg_Perm(1:ph)=0;
vfreqP=1;
VarFreqPerm(1:6)=0;
Per_int=10;
Passo=Per_int*60*f;
Passo=fix(((Passo-1)*2)+1);
ContaCiclo=0;
Vimp(1:ph)=1;
Vti_old(1:ph)=1;
Vtras_old(1:ph)=1;
ImpR=1; ImpS=1; ImpT=1;
Impulso(1:9)=0;
```

```
[Vinst] = textread('C:\Users\OSWALDO\Desktop\TESE\Dados para Teste\ION 32 -
60hz\20030416_0917.txt','delimiter',' ');
```

```
%[Vinst, TXT, RAW]=xlsread('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados
Amostrados\T5.xls');
```

```
Tempo=size(Vinst,2);
```

```
Numerolinhas=size(Vinst,1)
```

```
loop=fix(((Numerolinhas-Janela)/Amostras)+1);
```

```
Nharm=fix(((Numerolinhas-N)/Janela)+1
```

```
Np=fix(Numerolinhas/N)
```

```
tf= Per*Np;
```

```
t=linspace (ti , tf, ((Np*N)+1
```

```
R=Vp*sin(w*t); S=Vp*sin(w*t + 2*pi/3); T=Vp*sin(w*t - 2*pi/3);
```

```
for i=1:(loop)
```

```
SINAL
```

```
VRMS
```

```
TRANSITORIOS
```

```
AFUNDAMENTO
```

```
INTERRUPCAO
```

```
ELEVACAO
```

```
DESEQ
```

```
CDFT
```

```
VARIACAOFREQUENCIA
```

```
REGIMEPERMANENTE
```

```
A=Vrms(1); B=Vrms(2); C=Vrms(3);
```

```
Ci=[Ci+(Amostras)];
```

```
Cf=[Cf+(Amostras)];
```

```
if Chf<Numerolinhas
```

```
    Chi=[Chi+(N/2)];
```

```
    Chf=[Chf+(N/2)];
```

```
elseif (Chf>(Numerolinhas-1))&(Chf<(Numerolinhas+1))
```

```
    Chi=[Chi-2];
```

```
    Chf=[Chf-2];
```

```
end
```

```
end
```

```
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA  
QEE.xls',Impulso,'Transitórios','B4');
```

```
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA  
QEE.xls',Af_inst,'Afundamentos Instantâneos','B4');
```

```
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA  
QEE.xls',Af_mom,'Afundamentos Momentâneos','B4');
```

```
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA  
QEE.xls',Af_temp,'Afundamentos Temporários','B4');
```

```
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA  
QEE.xls',Af_lg,'Afundamentos Longa Duração','B4');
```

```
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA  
QEE.xls',Int_mom,'Interrupções Momentâneas','B4');
```

```
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA  
QEE.xls',Int_temp,'Interrupções Temporárias','B4');
```

```
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',Int_lg,'Interrupções Longa Duração','B4');
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',El_inst,'Elevações Instantâneas','B4');
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',El_mom,'Elevações Momentâneas','B4');
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',El_temp,'Elevações Temporárias','B4');
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',El_lg,'Elevações Longa Duração','B4');
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',VarFreq,'Var. Frequência 59,5Hz-60,5Hz','B4');
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',VarFreq1,'Var. Frequência <56,5Hz->66Hz','B4');
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',VarFreq2,'Var. Frequência 62Hz-63,5Hz','B4');
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',VarFreq3,'Var. Frequência 63,5Hz-66Hz','B4');
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',VarFreq4,'Var. Frequência 58,5Hz-57,5Hz','B4');
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',VarFreq5,'Var. Frequência 57,5Hz-56,5Hz','B4');
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',TensaoPerm,'Tensão em Regime Permanente','B4');
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',VarFreqPerm,'Frequência em Regime Permanente','B4');
```

```
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',Desequilíbrio,'Desequilíbrios de tensão','B4');
```

```
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',DHT,'Distorção Harmônica Total','B4');
```

```
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',DIT,'Distorção Harmônica Individual','B4');
```

```
xlswrite('C:\Users\OSWALDO\Documents\MATLAB\Dados Amostrados\RELATÓRIO DA
QEE.xls',DDT,'Distorção de Demanda Total','B4');
```

SINAL.m

```
for n=1:(Cur*ph)
    if Chi < N
        for k=Chi:(Chf+2)
            Vfund(k,n)=Vinst(k,n);
            Vres(k,n)=0;
        end
    elseif (Chi >= N) & (Chf <= (Numerolinhas-2))
        for k=Chi:(Chf+2)
            Vfund(k,n)=0;
            for c=1:N
                c=c-1;
                Vfund(k,n)=Vfund(k,n)+Vinst((k-c),n)*cos(2*pi*c/N);
            end
            Vfund(k,n)=(2/N)*Vfund(k,n);
        end
    end
end
```

```

    Vres(k,n)=Vinst(k,n)-Vfund(k,n);
end
elseif (Chi >= N) & (Chf>(Numerolinhas-1)) & (Chf<(Numerolinhas+1))
    for k=Chi:Chf
        Vfund(k,n)=0;
        for c=1:N
            c=c-1;
            Vfund(k,n)=Vfund(k,n)+Vinst((k-c),n)*cos(2*pi*c/N);
        end
        Vfund(k,n)=(2/N)*Vfund(k,n);
        Vres(k,n)=Vinst(k,n)-Vfund(k,n);
    end
end
end
end

```

VRMS.m

```

for n=1:(ph)
    Vrms(n)=0;
    for k=(Ci):(Cf);
        if (0.8<n)&(n<1.2);
            Vrms(n)=(Vrms(n)+Vinst(k,n)^2);
        elseif (1.8<n)&(n<2.2);
            Vrms(n)=(Vrms(n)+Vinst(k,n)^2);
        elseif (2.8<n)&(n<3.2);
            Vrms(n)=(Vrms(n)+Vinst(k,n)^2);
        end
    end
end

```

```

        end
    end
    Vrms(n)=sqrt(Vrms(n)/(Janela));
    VRegPer(n)=VRegPer(n)+Vrms(n);
    Vrms(n)=Vrms(n)/Vn;
    end
    CRP=CRP+1;

```

TRANSITORIO.m

```

if (Chi > N) & (Chf <= Numerolinhas)
for n=1:ph
    for k=(Chi):(Chf-N/2)
        Vtras(n) = Vinst(k,n)/Vinst((k-N),n);
        Vti(n) = Vinst(k,n)/Vfund(k,n);
        if ((Vtras(n)<0.8) & (Vti(n)<0.8))
            if Vtras(n)<Vimp(n)
                Vimp(n)= Vtras(n);
                Tpp_Imp(n) = Vinst(Ci,Tempo); e
            end
        elseif ((Vti(n)>1.2)&(Vtras(n)>1.2))
            if Vtras(n)>Vimp(n)
                Vimp(n)=Vtras(n);
                Tpp_Imp(n)=Vinst(Ci,Tempo);
            end
        end
    end
end
end

```



```

if [((Vtras(n)<0.8)|(Vtras(n)>1.2)) & ((Vtras_old(n)>=0.8)&(Vtras_old(n)<=1.2))] &
[ ((Vti(n)<0.8)|(Vti(n)>1.2)) & ((Vti_old(n)>=0.8)&(Vti_old(n)<=1.2))]

    if n==1

        Rimpin=Vinst(Ci,Tempo);

    elseif n==2

        Simpín=Vinst(Ci,Tempo);

    elseif n==3

        Timpín=Vinst(Ci,Tempo);

    end

end

if [((Vtras_old(n)<0.8)|(Vtras_old(n)>1.2)) & ((Vtras(n)>=0.8)&(Vtras(n)<=1.2))] &
[ ((Vti_old(n)<0.8)|(Vti_old(n)>1.2)) & ((Vti(n)>=0.8)&(Vti(n)<=1.2))]

    if n==1

        Rimpf=Vinst(Ci,Tempo);

        Tpp_Imp(1)= Tpp_Imp(1)-Rimpin;

        Rimpf=Rimpf-Rimpin;

        if [(0.00015>Tpp_Imp(1)) & (0.0015>Rimpf)]

            Impulso(ImpR,1) = Vimp(1);

            Impulso(ImpR,2) = Tpp_Imp(1);

            Impulso(ImpR,3) = Rimpf;

        end

        Vimp(1)=1; Tpp_Imp(1)=0; Rimpf=0; Rimpin=0;

    elseif n==2

        Simpín=Vinst(Ci,Tempo);

        Tpp_Imp(2)= Tpp_Imp(2)-Simpín;

        Simpín=Simpín-Simpín;

```

```

    if [(0.00015>Tpp_Imp(2)) & (0.0015>Simpf)]
        Impulso(ImpS,4) = Vimp(2);
        Impulso(ImpS,5) = Tpp_Imp(2);
        Impulso(ImpS,6) = Simpf
    end

    Vimp(2)=1; Tpp_Imp(2)=0; Simpf=0; Simpin=0;
elseif n==3
    Timpf=Vinst(Ci,Tempo);
    Tpp_Imp(3)= Tpp_Imp(3)-Timpin;
    Timpf = Timpf-Timpin;
    if [(0.00015>Tpp_Imp(3)) & (0.0015>Timpf)]
        Impulso(ImpT,7) = Vimp(3);
        Impulso(ImpT,8) = Tpp_Imp(3);
        Impulso(ImpT,9) = Timpf;
    end

    Vimp(3)=1; Tpp_Imp(3)=0; Timpf=0; Timpin=0;
end

end

end

Vti_old(n)=Vti(n);
Vtras_old(n)=Vtras(n);
end

end

if (ImpR<=size(Impulso,1)) & (0<Impulso(ImpR,2)) & (0<Impulso(ImpR,3));
    ImpR=ImpR+1;
elseif (ImpS<=size(Impulso,1)) & (0<Impulso(ImpS,5)) & (0<Impulso(ImpS,6));
    ImpS=ImpS+1;

```

```
elseif (ImpT<=size(Impulso,1)) & (0<Impulso(ImpT,8)) & (0<Impulso(ImpT,9));
```

```
    ImpT=ImpT+1;
```

```
end
```

```
end
```

AFUNDAMENTO.m

```
AA=A; BB=B; CC=C;
```

```
for n=1:(ph)
```

```
    if (0.1<=Vrms(n))&(Vrms(n)<=0.9)
```

```
        if Vrms(1)<Vaf(1)
```

```
            Vaf(1)=Vrms(1);
```

```
        end
```

```
        if Vrms(2)<Vaf(2)
```

```
            Vaf(2)=Vrms(2);
```

```
        end
```

```
        if Vrms(3)<Vaf(3)
```

```
            Vaf(3)=Vrms(3);
```

```
        end
```

```
        if [(AA<0.1) | (AA>0.9)] & [(Vrms(1)<=0.9)&(Vrms(1)>=0.1)]
```

```
            Rafin=Vinst(Ci,Tempo);
```

```
        end
```

```
        if [(BB<0.1) | (BB>0.9)] & [(Vrms(2)<=0.9)&(Vrms(2)>=0.1)]
```

```
            Safin=Vinst(Ci,Tempo);
```

```
        end
```

```
        if [(CC<0.1) | (CC>0.9)] & [(Vrms(3)<=0.9)&(Vrms(3)>=0.1)]
```

```

        Tafin=Vinst(Ci,Tempo);
    end
end
if (AA>=0.1) & (AA<=0.9) & [(Vrms(1)<0.1) | (Vrms(1)>0.9)]
    Raff=Vinst(Ci,Tempo);
    Raff=Raff-Rafin;
    if ((1/(2*f))<=Raff) & ((30/f)>Raff)
        Af_inst(ainstR,1)=Vaf(1);
        Af_inst(ainstR,2)=Raff;
    elseif ((30/f)<=Raff) & (3>Raff)
        Af_mom(amomR,1)=Vaf(1);
        Af_mom(amomR,2)=Raff;
    elseif (3<=Raff) & (60>=Raff)
        Af_temp(atempR,1)=Vaf(1);
        Af_temp(atempR,2)=Raff;
    elseif (60<Raff)
        Af_lg(algR,1)=Vaf(1);
        Af_lg(algR,2)=Raff;
    end
    AA=1; Rafin=0; Raff=0; Vaf(1)=1;
end
if (BB>=0.1) & (BB<=0.9) & [(Vrms(2)<0.1) | (Vrms(2)>0.9)]
    Saff=Vinst(Ci,Tempo);
    Saff=Saff-Safin;
    if ((1/(2*f))<=Saff) & ((30/f)>Saff)
        Af_inst(ainstS,3)=Vaf(2);
    end
end

```

```

    Af_inst(ainstS,4)=Saff;
elseif ((30/f)<=Saff) & (3>Saff)
    Af_mom(amomS,3)=Vaf(2);
    Af_mom(amomS,4)=Saff;
elseif (3<=Saff) & (60>=Saff)
    Af_temp(atempS,3)=Vaf(2);
    Af_temp(atempS,4)=Saff;
elseif (60<Saff)
    Af_lg(algS,3)=Vaf(2);
    Af_lg(algS,4)=Saff;
end
BB=1; Safin=0; Saff=0; Vaf(2)=1;
end
if (CC>=0.1) & (CC<=0.9) & [(Vrms(3)<0.1) | (Vrms(3)>0.9)]
    Taff=Vinst(Ci,Tempo);
    Taff=Taff-Tafin;
    if ((1/(2*f))<=Taff) & ((30/f)>Taff)
        Af_inst(ainstT,5)=Vaf(3);
        Af_inst(ainstT,6)=Taff;
    elseif ((30/f)<=Taff) & (3>Taff)
        Af_mom(amomT,5)=Vaf(3);
        Af_mom(amomT,6)=Taff;
    elseif (3<=Taff) & (60>=Taff)
        Af_temp(atempT,5)=Vaf(3);
        Af_temp(atempT,6)=Taff;
    elseif (60<Taff)

```

```

        Af_lg(algT,5)=Vaf(3);

        Af_lg(algT,6)=Taff;

    end

    CC=1; Tabin=0; Taff=0; Vaf(3)=1;

end

end

if (ainstR<=size(Af_inst,1)) & ((1/(2*f))<=Af_inst(ainstR,2));

    ainstR=ainstR+1;

elseif (ainstS<=size(Af_inst,1)) & ((1/(2*f))<=Af_inst(ainstS,4));

    ainstS=ainstS+1;

elseif (ainstT<=size(Af_inst,1)) & ((1/(2*f))<=Af_inst(ainstT,6));

    ainstT=ainstT+1;

elseif (amomR<=size(Af_mom,1)) & ((30/f)<=Af_mom(amomR,2));

    amomR=amomR+1;

elseif (amomS<=size(Af_mom,1)) & ((30/f)<=Af_mom(amomS,4));

    amomS=amomS+1;

elseif (amomT<=size(Af_mom,1)) & ((30/f)<=Af_mom(amomT,6));

    amomT=amomT+1;

elseif (atempR<=size(Af_temp,1)) & (3<=Af_temp(atempR,2));

    atempR=atempR+1;

elseif (atempS<=size(Af_temp,1)) & (3<=Af_temp(atempS,2));

    atempS=atempS+1;

elseif (atempT<=size(Af_temp,1)) & (3<=Af_temp(atempT,2));

    atempT=atempT+1;

elseif (algR<=size(Af_lg,1)) & (60<=Af_lg(algR,2));

    algR=algR+1;

```

```

elseif (algS<=size(Af_lg,1)) & (60<=Af_lg(algS,4));
    algS=algS+1;
elseif (algT<=size(Af_lg,1)) & (60<=Af_lg(algT,6));
    algT=algT+1;
end

```

INTERRUPCAO.m

```

AA=A; BB=B; CC=C;
for n=1:(ph)
if Vrms(n)<0.1
    if Vrms(1)<Vint(1)
        Vint(1)=Vrms(1);
    end
    if Vrms(2)<Vint(2)
        Vint(2)=Vrms(2);
    end
    if Vrms(3)<Vint(3)
        Vint(3)=Vrms(3);
    end
    if (AA>=0.1) & (Vrms(1)<0.1)
        Rintin=Vinst(Ci,Tempo);
    end
    if (BB>=0.1) & (Vrms(2)<0.1)
        Sintin=Vinst(Ci,Tempo);
    end
end

```

```

if (CC>=0.1) & (Vrms(3)<0.1)
    Tintin=Vinst(Ci,Tempo);
end
end
if (AA<0.1) & (Vrms(1)>=0.1)
    Rintf=Vinst(Ci,Tempo);
    Rintf=Rintf-Rintin;
    if ((1/(2*f))<=Rintf) & (3>Rintf)
        Int_mom(imomR,1)=Vint(1)
        Int_mom(imomR,2)=Rintf
    elseif (3<=Rintf) & (60>=Rintf)
        Int_temp(itypeR,1)=Vint(1);
        Int_temp(itypeR,2)=Rintf;
    elseif (60<Rintf)
        Int_lg(ilogR,1)=Vint(1);
        Int_lg(ilogR,2)=Rintf;
    end
    AA=1; Rintin=0; Rintf=0; Vint(1)=1;
elseif (BB<0.1) & (Vrms(2)>=0.1)
    Sintf=Vinst(Ci,Tempo);
    Sintf=Sintf-Sintin;
    if ((1/(2*f))<=Sintf) & (3>Sintf)
        Int_mom(imomS,3)=Vint(2);
        Int_mom(imomS,4)=Sintf;
    elseif (3<=Sintf) & (60>=Sintf)
        Int_temp(itypeS,3)=Vint(2)

```



```

        Int_temp(itypS,4)=Sintf;
elseif (60<Sintf)
        Int_lg(ilgS,3)=Vint(2);
        Int_lg(ilgS,4)=Sintf;
end
BB=1; Sintin=0; Sintf=0; Vint(2)=1;
elseif (CC<0.1) & (Vrms(3)>=0.1)
        Tintf=Vinst(Ci,Tempo);
        Tintf=Tintf-Tintin;
        if ((1/(2*f))<=Tintf) & (3>Tintf)
                Int_mom(imomT,5)=Vint(3);
                Int_mom(imomT,6)=Tintf;
        elseif (3<=Tintf) & (60>=Tintf)
                Int_temp(itypT,5)=Vint(3);
                Int_temp(itypT,6)=Tintf;
        elseif (60<Tintf)
                Int_lg(ilgT,5)=Vint(3);
                Int_lg(ilgT,6)=Tintf;
        end
        CC=1;Tintin=0; Tintf=0; Vint(3)=1;
end
end
if (imomR<=size(Int_mom,1)) & ((1/(2*f))<=In_mom(imomR,2));
        imomR=imomR+1;
elseif (imomS<=size(Int_mom,1)) & ((1/(2*f))<=Int_mom(imomS,4));
        imomS=imomS+1;

```

```

elseif (imomT<=size(Int_mom,1)) & ((1/(2*f))<=Int_mom(imomT,6));
    imomT=imomT+1;
elseif (itempR<=size(Int_temp,1)) & (3<=Int_temp(itempR,2));
    itempR=itempR+1;
elseif (itempS<=size(Int_temp,1)) & (3<=Int_temp(itempS,4));
    itempS=itempS+1;
elseif (itempT<=size(Int_temp,1)) & (3<=Int_temp(itempT,6));
    itempT=itempT+1;
elseif (ilgR<=size(Int_lg,1)) & (60<Int_lg(ilgR,2));
    ilgR=ilgR+1;
elseif (ilgS<=size(Int_lg,1)) & (60<Int_lg(ilgS,4));
    ilgS=ilgS+1;
elseif (ilgT<=size(Int_lg,1)) & (60<Int_lg(ilgT,6));
    ilgT=ilgT+1;
end

```

ELEVACAO.m

```

AA=A; BB=B; CC=C;
for n=1:(ph)
    if (Vrms(n)>=1.1);
        if Vrms(1)>Vel(1)
            Vel(1)=Vrms(1);
        end
        if Vrms(2)>Vel(2)
            Vel(2)=Vrms(2);

```

```

end

if Vrms(3)>Vel(3)
    Vel(3)=Vrms(3);
end

if (AA<=1.1) & (Vrms(1)>=1.1)
    Relin=Vinst(Ci,Tempo);
end

if (BB<=1.1) & (Vrms(2)>=1.1)
    Selin=Vinst(Ci,Tempo);
end

if (CC<=1.1) & (Vrms(3)>=1.1)
    Telin=Vinst(Ci,Tempo);
end

end

if (0.9<Vrms(n))&(Vrms(n)<1.1);
    if (AA>=1.1) & (Vrms(1)<1.1)
        Relf=Vinst(Ci,Tempo);
        Relf=Relf-Relin;
        if ((1/(4*f))<=Relf) & ((30/(2*f))>Relf)
            El_inst(einstR,1)=Vel(1);
            El_inst(einstR,2)=Relf;
        elseif ((30/(2*f))<=Relf) & (3>Relf)
            El_mom(emomR,1)=Vel(1);
            El_mom(emomR,2)=Relf;
        elseif (3<=Relf) & (60>=Relf)
            El_temp(tempr,1)=Vel(1);

```

```

    El_temp(etempR,2)=Relf;
elseif (60<Relf)
    El_lg(elgR,1)=Vel(1);
    El_lg(elgR,2)=Relf;
end
AA=1; Relin=0; Relf=0; Vel(1)=1;
elseif (BB>=1.1) & (Vrms(2)<1.1)
    Self=Vinst(Ci,Tempo);
    Self=Self-Selin;
    if ((1/(4*f))<=Self) & ((30/(2*f))>Self)
        El_inst(einstS,3)=Vel(2);
        El_inst(einstS,4)=Self;
    elseif ((30/(2*f))<=Self) & (3>Self)
        El_mom(emomS,3)=Vel(2);
        El_mom(emomS,4)=Self;
    elseif (3<=Self) & (60>=Self)
        El_temp(etempS,3)=Vel(2);
        El_temp(etempS,4)=Self;
    elseif (60<Self)
        El_lg(elgS,3)=Vel(2);
        El_lg(elgS,4)=Self;
    end
    BB=1; Selin=0; Self=0; Vel(2)=1;
elseif (CC>=1.1) & (Vrms(3)<1.1)
    Telf=Vinst(Ci,Tempo);
    Telf=Telf-Telin;

```

```

if ((1/(4*f))<=Telf & ((30/(2*f))>Telf)
    El_inst(einstT,5)=Vel(3);
    El_inst(einstT,6)=Telf;
elseif ((30/(2*f))<=Telf & (3>Telf)
    El_mom(emomT,5)=Vel(3);
    El_mom(emomT,6)=Telf;
elseif (3<=Telf & (60>=Telf)
    El_temp(etempT,5)=Vel(3);
    El_temp(etempT,6)=Telf;
elseif (60<Telf)
    El_lg(elgT,5)=Vel(3);
    El_lg(elgT,6)=Telf;
end
CC=1; Telin=0; Telf=0; Vel(3)=1;
end
end
end
if (einstR<=size(El_inst,1)) & ((1/(4*f))<=El_inst(einstR,2));
    einstR=einstR+1;
elseif (einstS<=size(El_inst,1)) & ((1/(4*f))<=El_inst(einstS,4));
    einstS=einstS+1;
elseif (einstT<=size(El_inst,1)) & ((1/(4*f))<=El_inst(einstT,6));
    einstT=einstT+1;
elseif (emomR<=size(El_mom,1)) & ((1/(4*f))<=El_mom(emomR,2));
    emomR=emomR+1;
elseif (emomS<=size(El_mom,1)) & ((1/(4*f))<=El_mom(emomS,4));

```

```

    emomS=emomS+1;
elseif (emomT<=size(EI_mom,1)) & ((1/(4*f))<=EI_mom(emomT,6));
    emomT=emomT+1;
elseif (etempR<=size(EI_temp,1)) & ((1/(4*f))<=EI_temp(etempR,2));
    etempR=etempR+1;
elseif (etempS<=size(EI_temp,1)) & ((1/(4*f))<=EI_temp(etempS,4));
    etempS=etempS+1;
elseif (etempT<=size(EI_temp,1)) & ((1/(4*f))<=EI_temp(etempT,6));
    etempT=etempT+1;
elseif (elgR<=size(EI_lg,1)) & ((1/(4*f))<=EI_lg(elgR,2));
    elgR=elgR+1;
elseif (elgS<=size(EI_lg,1)) & ((1/(4*f))<=EI_lg(elgS,4));
    elgS=elgS+1;
elseif (elgT<=size(EI_lg,1)) & ((1/(4*f))<=EI_lg(elgT,6));
    elgT=elgT+1;
end

```

DESEQ.m

```

if ph>2
VMrms=1;
    VRS=(VRS + ((Vrms(1)-Vrms(2))/VMrms));
    VST=(VST + ((Vrms(2)-Vrms(3))/VMrms));
    VTR=(VTR + ((Vrms(3)-Vrms(1))/VMrms));
end

```

CDFT.m

```

if ((Chf<(Numerolinhas))&(Chi>=N))

for n=1:(Cur*ph)
y01=0; y11=0; y21=0;
a1 = exp(j*(2*pi*1/N));
    for k=(Chi):(Chf)
        y01=y01+Vinst((k),n)*exp(-j*2*pi*k*1/N);
        y11=y11+Vinst((k+1),n)*exp(-j*2*pi*k*1/N);
        y21=y21+Vinst((k+2),n)*exp(-j*2*pi*k*1/N);
    end
    Y01 = 2/N*y01;
    Y11 = 2/N*y11;
    Y21 = 2/N*y21;
for h=1:(Ch)
    y0n=0; y1n=0;
    for k=(Chi):(Chf)
        y0n=y0n+Vinst((k),n)*exp(-j*2*pi*k*h/N);
        y1n=y1n+Vinst((k+1),n)*exp(-j*2*pi*k*h/N);
    end
    Y0n = 2/N*y0n;
    Y1n = 2/N*y1n;
    a = exp(j*(2*pi*h/N));
    d = (a1*Y11-Y21)/(a1*Y01-Y11);
    An = (d*Y0n - Y1n)/(d-a);
if (n>0.8)&(n<1.2)

```

```

Harmonica_R(h,1) = Harmonica_R(h,1)+abs(An);
Harmonica_R(h,2) = (180/pi)*angle(An);
Harmonica_R(h,3) = 60*h;
elseif (n>1.8)&(n<2.2)
    Harmonica_S(h,1) = Harmonica_S(h,1) + abs(An);
    Harmonica_S(h,2) = (180/pi)*angle(An);
    Harmonica_S(h,3) = 60*h;
elseif (n>2.8)&(n<3.2)
    Harmonica_T(h,1) = Harmonica_T(h,1) + abs(An);
    Harmonica_T(h,2) = (180/pi)*angle(An);
    Harmonica_T(h,3) = 60*h;
elseif (n>3.8)&(n<4.2)
    HarmCur_R(h,1) = HarmCur_R(h,1) + abs(An);
    HarmCur_R(h,2) = (180/pi)*angle(An);
    HarmCur_R(h,3) = 60*h;
elseif (n>4.8)&(n<5.2)
    HarmCur_S(h,1) = HarmCur_S(h,1) + abs(An);
    HarmCur_S(h,2) = (180/pi)*angle(An);
    HarmCur_S(h,3) = 60*h;
elseif (n>5.8)&(n<6.2)
    HarmCur_T(h,1) = HarmCur_T(h,1) + abs(An);
    HarmCur_T(h,2) = (180/pi)*angle(An);
    HarmCur_T(h,3) = 60*h;
end
end
end

```


end

VARIACAOFREQUENCIA.m

for n=1:ph

if (Chi > N) & (Chf <= Numerolinhas)

[Freq,Amp,Fase] = frecuencia(Vinst(((Chi-N):(Chf)),n),fs);

Fundamental(n)=abs(Freq),

Freq_Reg_Perm(n)=Freq_Reg_Perm(n)+ Fundamental(n);

if Amp<-0.5

Phase(n)= Fase + pi - 31.4805683547452e-003;

else

Phase(n)= Fase - 31.4805683547452e-003;

end

end

if ((Fundamental(n)>=58.5) & (Fundamental(n)<59.5)) | ((Fundamental(n)>60.5) &

(Fundamental(n)<=62))

if ((Fundamental(1)<Freq_R) & (Fundamental(1)<59.5)) | ((Fundamental(1)>Freq_R) &

(Fundamental(1)>60.5))

Freq_R=Fundamental(1);

elseif ((Fundamental(2)<Freq_S) & (Fundamental(2)<59.5)) | ((Fundamental(2)>Freq_S) &

(Fundamental(2)>60.5))

Freq_S=Fundamental(2);

elseif ((Fundamental(3)<Freq_T) &(Fundamental(3)<59.5))|((Fundamental(3)>Freq_T)

&(Fundamental(3)>60.5))

```

    Freq_T=Fundamental(3);

end

end

if ((Fundamental(1)<59.5)|(Fundamental(1)>60.5)) & ((FundOld(1)>=59.5) &
(FundOld(1)<=60.5))
    if TFRin==0
        TFRin=Vinst(Chi,Tempo); % Inicia cronometragem
    end

elseif ((Fundamental(1)>=59.5)&(Fundamental(1)<=60.5)) & ((FundOld(1)<59.5)|
(FundOld(1)>60.5))
    TFRf=Vinst(Chi,Tempo);
    TFRf=TFRf-TFRin;
    if (30<TFRf) & ((Freq_R<59.5)|(Freq_R>60.5))
        VarFreq(vfreqR,1)=Freq_R;
        VarFreq(vfreqR,2)=TFRf;
        TFRin=0; TFRf=0; Freq_R=0;
    end

if ((Fundamental(2)<59.5)|(Fundamental(2)>60.5)) & ((FundOld(2)>=59.5) &
(FundOld(2)<=60.5))
    if TFSin==0
        TFSin=Vinst(Chi,Tempo);
    end

elseif ((Fundamental(2)>=59.5)&(Fundamental(2)<=60.5)) & ((FundOld(2)<59.5)|
(FundOld(2)>60.5))
    TFSf=Vinst(Chi,Tempo);

```

```

TFSf=TFSf-TFSin;

if (30<TFSf) & ((Freq_S<59.5)|(Freq_S>60.5))
    VarFreq(vfreqS,3)=Freq_S;
    VarFreq(vfreqS,4)=TFSf;
end

TFSin=0; TFSf=0; Freq_S=0;

end

if ((Fundamental(3)<59.5)|(Fundamental(3)>60.5) & ((FundOld(3)>=59.5)&
(FundOld(3)<=60.5))
    if TFTin==0
        TFTin=Vinst(Chi,Tempo);
    end

elseif ((Fundamental(3)>=59.5)&(Fundamental(3)<=60.5) & ((FundOld(3)<59.5)|
(FundOld(3)>60.5))
    TFTf=Vinst(Chi,Tempo);
    TFTf=TFTf-TFTin;
    if (30<TFTf) & ((Freq_T<59.5)|(Freq_T>60.5))
        VarFreq(vfreqT,5)=Freq_T;
        VarFreq(vfreqT,6)=TFTf;
    end

    TFTin=0; TFTf=0; Freq_T=0;

end

end

if (Fundamental(n)<56.5)|(Fundamental(n)>66)

```

```

    if ((Fundamental(1)<Freq_R1) & (Fundamental(1)<56.5)) | ((Fundamental(1)>Freq_R1) &
(Fundamental(1)>66))
        Freq_R1=Fundamental(1);
    elseif ((Fundamental(2)<Freq_S1) & (Fundamental(2)<56.5)) | ((Fundamental(2)>Freq_S1) &
(Fundamental(2)>66))
        Freq_S1=Fundamental(2);
    elseif ((Fundamental(3)<Freq_T1) & (Fundamental(3)<56.5)) | ((Fundamental(3)>Freq_T1) &
(Fundamental(3)>66))
        Freq_T1=Fundamental(3);
    end
end
if ((Fundamental(1)<56.5) | (Fundamental(1)>66)) & ((FundOld(1)>=56.5) & (FundOld(1)<=66))
    if TFR1in==0
        TFR1in=Vinst(Chi,Tempo);
    end

    elseif ((Fundamental(1)>=56.5) & (Fundamental(1)<=66)) & ((FundOld(1)<56.5) |
(FundOld(1)>66))
        TFR1f=Vinst(Chi,Tempo);
        TFR1f=TFR1f-TFR1in;
        VarFreq1(vfreqR1,1)=Freq_R1;
        VarFreq1(vfreqR1,2)=TFR1f;
        TFR1in=0; TFR1f=0; Freq_R1=0;
    end
end
if ((Fundamental(2)<56.5) | (Fundamental(2)>66)) & ((FundOld(2)>=56.5) & (FundOld(2)<=66))
    if TFS1in==0

```

```

TFS1in=Vinst(Chi,Tempo);

end

elseif ((Fundamental(2)>=56.5)&(Fundamental(2)<=66)) & ((FundOld(2)<56.5)|
(FundOld(2)>66))

    TFS1f=Vinst(Chi,Tempo);

    TFS1f=TFS1f-TFS1in;

    VarFreq1(vfreqS1,3)=Freq_S1;

    VarFreq1(vfreqS1,4)=TFS1f;

    TFS1in=0; TFS1f=0; Freq_S1=0;

end

if ((Fundamental(3)<56.5)|(Fundamental(3)>66)) & ((FundOld(3)>=56.5)&(FundOld(3)<=66))

    if TFT1in==0

        TFT1in=Vinst(Chi,Tempo);

    end

elseif ((Fundamental(3)>=56.5)&(Fundamental(3)<=66)) &
((FundOld(3)<56.5)|(FundOld(3)>66))

    TFT1f=Vinst(Chi,Tempo);

    TFT1f=TFT1f-TFT1in;

    VarFreq1(vfreqT1,5)=Freq_T1;

    VarFreq1(vfreqT1,6)=TFT1f;

    TFT1in=0; TFT1f=0; Freq_T1=0;

end

if (Fundamental(n)>62)&(Fundamental(n)<=63.5)

    if Fundamental(1)>Freq_R2

```

```

    Freq_R2=Fundamental(1);
elseif Fundamental(2)>Freq_S2
    Freq_S2=Fundamental(2);
elseif Fundamental(3)>Freq_T2
    Freq_T2=Fundamental(3);
end
end
if (Fundamental(1)>62)&(Fundamental(1)<=63.5)&((FundOld(1)<=62)|(FundOld(1)>63.5))
    if TFR2in==0
        TFR2in=Vinst(Chi,Tempo);
    end
elseif (Fundamental(1)<=62) & (FundOld(1)>62)&(FundOld(1)<=63.5
    TFR2f=Vinst(Chi,Tempo);
    TFR2f=TFR2f-TFR2in;
    if 30<TFR2f
        VarFreq2(vfreqR2,1)=Freq_R2
        VarFreq2(vfreqR2,2)=TFR2f;
    end
    TFR2in=0; TFR2f=0; Freq_R2=0;
end
if (Fundamental(2)>62)&(Fundamental(2)<=63.5) & ((FundOld(2)<=62)|(FundOld(2)>63.5))
    if TFS2in==0
        TFS2in=Vinst(Chi,Tempo);
    end
elseif (Fundamental(2)<=62) & (FundOld(2)>62)&(FundOld(2)<=63.5)

```

```

TFS2f=Vinst(Chi,Tempo);
TFS2f=TFS2f-TFS2in;

if 30<TFS2f
    VarFreq2(vfreqS2,3)=Freq_S2;
    VarFreq2(vfreqS2,4)=TFS2f;
end

TFS2in=0; TFS2f=0; Freq_S2=0;
end

if (Fundamental(3)>62)&(Fundamental(3)<=63.5) & ((FundOld(3)<=62)|(FundOld(3)>63.5))
    if TFT2in==0
        TFT2in=Vinst(Chi,Tempo);
    end

elseif (Fundamental(3)<=62) & (FundOld(3)>62)&(FundOld(3)<=63.5)
    TFT2f=Vinst(Chi,Tempo);
    TFT2f=TFT2f-TFT2in;
    if 30<TFT2f
        VarFreq2(vfreqT2,5)=Freq_T2;
        VarFreq2(vfreqT2,6)=TFT2f;
    end

    TFT2in=0; TFT2f=0; Freq_T2=0;
end

if (Fundamental(n)>63.5)&(Fundamental(n)<=66)
    if Fundamental(1)>Freq_R3
        Freq_R3=Fundamental(1);
    end
end

```

```

elseif Fundamental(2)>Freq_S3
    Freq_S3=Fundamental(2);
elseif Fundamental(3)>Freq_T3
    Freq_T3=Fundamental(3);
end
end
if (Fundamental(1)>63.5)&(Fundamental(1)<=66)&((FundOld(1)<=63.5)|(FundOld(1)>66))
    if TFR3in==0
        TFR3in=Vinst(Chi,Tempo);
    end

elseif (Fundamental(1)<=63.5) & (FundOld(1)>63.5)&(FundOld(1)<=66
    TFR3f=Vinst(Chi,Tempo);
    TFR3f=TFR3f-TFR3in;
    if 10<TFR3f
        VarFreq3(vfreqR3,1)=Freq_R3
        VarFreq3(vfreqR3,2)=TFR3f;
    end
    TFR3in=0; TFR3f=0; Freq_R3=0;
end
if (Fundamental(2)>63.5)&(Fundamental(2)<=66) & ((FundOld(2)<=63.5)|(FundOld(2)>66))
    if TFS3in==0
        TFS3in=Vinst(Chi,Tempo);
    end
elseif (Fundamental(2)<=63.5) & (FundOld(2)>63.5)&(FundOld(2)<=66
    TFS3f=Vinst(Chi,Tempo);

```



```

TFS3f=TFS3f-TFS3in;

if 10<TFS3f

    VarFreq3(vfreqS3,3)=Freq_S3

    VarFreq3(vfreqS3,4)=TFS3f

end

TFS3in=0; TFS3f=0; Freq_S3=0;

end

if (Fundamental(3)>63.5)&(Fundamental(3)<=66) & ((FundOld(3)<=63.5)|(FundOld(3)>66))

    if TFT3in==0

        TFT3in=Vinst(Chi,Tempo);

    end

elseif (Fundamental(3)<=63.5) & (FundOld(3)>63.5)&(FundOld(3)<=66)

    TFT3f=Vinst(Chi,Tempo);

    TFT3f=TFT3f-TFT3in;

    if 10<TFT3f

        VarFreq3(vfreqT3,5)=Freq_T3;

        VarFreq3(vfreqT3,6)=TFT3f;

    end

    TFT3in=0; TFT3f=0; Freq_T3=0;

end

end

if (Fundamental(n)<58.5)&(Fundamental(n)>=57.5)

    if Fundamental(1)<Freq_R4

        Freq_R4=Fundamental(1);

    elseif Fundamental(2)<Freq_S4

        Freq_S4=Fundamental(2);

    elseif Fundamental(3)<Freq_T4

```

```

    Freq_T4=Fundamental(3);
end
end
if (Fundamental(1)<58.5)&(Fundamental(1)>=57.5)& ((FundOld(1)>=58.5)|(FundOld(3)<57.5))
    if TFR4in==0
        TFR4in=Vinst(Chi,Tempo);
    end
elseif (Fundamental(1)>=58.5) & (FundOld(1)<58.5)&(FundOld(1)>=57.5)
    TFR4f=Vinst(Chi,Tempo);
    TFR4f=TFR4f-TFR4in;
    if 10<TFR4f
        VarFreq4(vfreqR4,1)=Freq_R4;
        VarFreq4(vfreqR4,2)=TFR4f;
    end
    TFR4in=0; TFR4f=0; Freq_R4=0;
end
if (Fundamental(2)<58.5)&(Fundamental(2)>=57.5)&((FundOld(2)>=58.5)|(FundOld(2)<57.5))
    if TFS4in==0
        TFS4in=Vinst(Chi,Tempo);
    end
elseif (Fundamental(2)>=58.5) & (FundOld(2)<58.5)&(FundOld(2)>=57.5)
    TFS4f=Vinst(Chi,Tempo);
    TFS4f=TFS4f-TFS4in;
    if 10<TFS4f
        VarFreq4(vfreqS4,3)=Freq_S4;

```

```

    VarFreq4(vfreqS4,4)=TFS4f;
end

TFS4in=0; TFS4f=0; Freq_S4=0;
end
if (Fundamental(3)<58.5)&(Fundamental(3)>=57.5)&((FundOld(3)>=58.5)|(FundOld(3)<57.5)
    if TFT4in==0
        TFT4in=Vinst(Chi,Tempo);
    end
elseif (Fundamental(3)>=58.5) & (FundOld(3)<58.5)&(FundOld(3)>=57.5
    TFT4f=Vinst(Chi,Tempo);
    TFT4f=TFT4f-TFT4in;
    if 10<TFT4f
        VarFreq4(vfreqT4,5)=Freq_T4;
        VarFreq4(vfreqT4,6)=TFT4f;
    end
end

TFT4in=0; TFT4f=0; Freq_T4=0;
end
if (Fundamental(n)<57.5)&(Fundamental(n)>=56.5
    if Fundamental(1)<Freq_
        Freq_R5=Fundamental(1);
    elseif Fundamental(2)<Freq_S5
        Freq_S5=Fundamental(2);
    elseif Fundamental(3)<Freq_T5
        Freq_T5=Fundamental(3);

```

end

end

if (Fundamental(1)<57.5)&(Fundamental(1)>=56.5)& ((FundOld(1)>=57.5)|(FundOld(1)<56.5))

if TFR5in==0

TFR5in=Vinst(Chi,Tempo);

end

elseif (Fundamental(1)>=57.5) & (FundOld(1)<57.5)&(FundOld(1)>=56.5)

TFR5f=Vinst(Chi,Tempo);

TFR5f=TFR5f-TFR5in;

if 5<TFR5f

VarFreq5(vfreqR5,1)=Freq_R5;

VarFreq5(vfreqR5,2)=TFR5f;

end

TFR5in=0; TFR5f=0; Freq_R5=0;

end

if (Fundamental(2)<57.5)&(Fundamental(2)>=56.5)& ((FundOld(2)>=57.5)|(FundOld(2)<56.5))

if TFS5in==0

TFS5in=Vinst(Chi,Tempo);

end

elseif (Fundamental(2)>=57.5) & (FundOld(2)<57.5)&(FundOld(2)>=56.5) %

TFS5f=Vinst(Chi,Tempo);

TFS5f=TFS5f-TFS5in;

if 5<TFS5f

```

    VarFreq5(vfreqS5,3)=Freq_S5;
    VarFreq5(vfreqS5,4)=TFS5f;
end

    TFS5in=0; TFS5f=0; Freq_S5=0;
end
if (Fundamental(3)<57.5)&(Fundamental(3)>=56.5)& ((FundOld(3)>=57.5)|(FundOld(3)<56.5))

    if TFT5in==0
        TFT5in=Vinst(Chi,Tempo);
    end

elseif (Fundamental(3)>=57.5) & (FundOld(3)<57.5)&(FundOld(3)>=56.5

    TFT5f=Vinst(Chi,Tempo);
    TFT5f=TFT5f-TFT5in;

    if 5<TFT5f
        VarFreq5(vfreqT5,5)=Freq_T5;
        VarFreq5(vfreqT5,6)=TFT5f;
    end

    TFT5in=0; TFT5f=0; Freq_T5=0;
end

FundOld(n) =Fundamental(n);
PhaseOld(n)=Phase(n);
end

```

```

if (vfreqR<=size(VarFreq,1)) & (0<VarFreq(vfreqR,2));
    vfreqR=vfreqR+1;
elseif (vfreqS<=size(VarFreq,1)) & (0<VarFreq(vfreqS,4));
    vfreqS=vfreqS+1;
elseif (vfreqT<=size(VarFreq,1)) & (0<VarFreq(vfreqT,6) ;
    vfreqT=vfreqT+1;
end
if (vfreqR1<=size(VarFreq1,1)) & (0<VarFreq1(vfreqR1,2));
    vfreqR1=vfreqR1+1;
elseif (vfreqS1<=size(VarFreq1,1)) & (0<VarFreq1(vfreqS1,4));
    vfreqS1=vfreqS1+1;
elseif (vfreqT1<=size(VarFreq1,1)) & (0<VarFreq1(vfreqT1,6));
    vfreqT1=vfreqT1+1;
end
if (vfreqR2<=size(VarFreq2,1)) & (0<VarFreq2(vfreqR2,2));
    vfreqR2=vfreqR2+1;
elseif (vfreqS2<=size(VarFreq2,1)) & (0<VarFreq2(vfreqS2,4));
    vfreqS2=vfreqS2+1;
elseif (vfreqT2<=size(VarFreq2,1)) & (0<VarFreq2(vfreqT2,6));
    vfreqT2=vfreqT2+1;
end
if (vfreqR3<=size(VarFreq3,1)) & (0<VarFreq3(vfreqR3,2));
    vfreqR3=vfreqR3+1;
elseif (vfreqS3<=size(VarFreq3,1)) & (0<VarFreq3(vfreqS3,4));
    vfreqS3=vfreqS3+1;
elseif (vfreqT3<=size(VarFreq3,1)) & (0<VarFreq3(vfreqT3,6));

```

```

    vfreqT3=vfreqT3+1;
end
if (vfreqR4<=size(VarFreq4,1)) & (0<VarFreq4(vfreqR4,2));
    vfreqR4=vfreqR4+1;
elseif (vfreqS4<=size(VarFreq4,1)) & (0<VarFreq4(vfreqS4,4));
    vfreqS4=vfreqS4+1;
elseif (vfreqT4<=size(VarFreq4,1)) & (0<VarFreq4(vfreqT4,6));
    vfreqT4=vfreqT4+1;
end
if (vfreqR5<=size(VarFreq5,1)) & (0<VarFreq5(vfreqR5,2));
    vfreqR5=vfreqR5+1;
elseif (vfreqS5<=size(VarFreq5,1)) & (0<VarFreq5(vfreqS5,4));
    vfreqS5=vfreqS5+1;
elseif (vfreqT5<=size(VarFreq5,1)) & (0<VarFreq5(vfreqT5,6));
    vfreqT5=vfreqT5+1;
end

```

FREQUENCIA.m

```

function [Freq,Amp,Fase,ave] = frequencia(x,fs,varargin)
if nargin<2, error('Entrada não pode ser >= 2'), end
N = length(x);
n = 2:N-1;
x = x(:);
ave = mean(x);
xs = x(n-1)+x(n+1);

```

```

C = xs*x(n)/(x(n)*x(n))/2;
Freq = acos(C)*fs*.5/pi;
if nargin>1
    :
    Amp = sqrt((x(n)*x(n)-2*x(n)*x(n+1)*C + x(n+1)*x(n+1))/(1-C^2)/(N-2));
if nargin>2
    Fase = asin(x(1)/Amp);
    ip = [Fase,Amp,Freq];
    if nargin>3
        ip = [ip,ave];
    end
    t = (0:length(x)-1)/fs;
    options = AjusteFreq('padrão');
    if nargin>2
        for k = 1:2:length(varargin)
            options = AjusteFreq(options,varargin{k},varargin{k+1});
        end
    end
    fap = AjusteFreq(@faphi,ip,options);
    Freq = fap(3);
    Amp = fap(2);
    Fase = fap(1);
    if nargin>3, ave = fap(4); end
end
end
function r = faphi(p)
r = p(2)*sin(2*pi*p(3)*t + p(1)) - x;

```



```
if length(p)>3, r = r+p(4); end
```

```
end
```

```
end
```

REGIMEPERMANENTE.m

```
if Chf<Numerolinhas
```

```
    if Passo>ContaCiclo
```

```
        ContaCiclo=ContaCiclo+1;
```

```
    elseif Passo<=ContaCiclo
```

```
        CRP;
```

```
        DESEQUILIBRIO
```

```
        TENSAOPERMANENTE
```

```
        VARFREQPERMANENTE
```

```
        HARMPERMANENTE
```

```
        ContaCiclo=0;
```

```
    end
```

```
elseif ((Chf>Numerolinhas)&(ContaCiclo>=0))
```

```
    CRP,
```

```
    DESEQUILIBRIO
```

```
    TENSAOPERMANENTE
```

```
    VARFREQPERMANENTE
```

```
    HARMPERMANENTE
```

```
    ContaCiclo=-12345;
```

```
end
```

DESEQUILIBRIO.m

```

if ph>2
    VRS=VRS/CRP;
    VST=VST/CRP;
    VTR=VTR/CRP;
    if ((abs(VRS)>0.02)|(abs(VST)>0.02)|(abs(VTR)>0.02))
        Desequilibrio(des,1)=VRS;
        Desequilibrio(des,2)=Per_int;
        Desequilibrio(des,3)=VST;
        Desequilibrio(des,4)=Per_int;
        Desequilibrio(des,5)=VTR;
        Desequilibrio(des,6)=Per_int;
        TR=0; TTRin=0; TTRf=0; Des_TR=0;
    end
    VRS=0; VST=0; VTR=0;
    if (des<=size(Desequilibrio,1)) & (1<size(Desequilibrio,2));
        des=des+1;
    end
end
end

```

TENSAOPERMANENTE.m

```

for n=1:ph
    VRegPer(n), CRP,

```

```

VRegPer(n)=VRegPer(n)/CRP;
if ((VRegPer(n)<(Vn*0.9))|(VRegPer(n)>(Vn*1.1)))
    TensaoPerm(vfreqP,1)=VRegPer(1);
    TensaoPerm(vfreqP,2)=Per_int;
    TensaoPerm(vfreqP,3)=VRegPer(2);
    TensaoPerm(vfreqP,4)=Per_int;
    TensaoPerm(vfreqP,5)=VRegPer(3);
    TensaoPerm(vfreqP,6)=Per_int;
end
end
VRegPer(1:ph)=0;
CRP=0;
if (CPP<=size(TensaoPerm,1)) & (0.1<TensaoPerm(CPP,2));
    CPP=CPP+1;
end

```

VARFREQPERMANENTE.m

```

for n=1:ph
    Freq_Reg_Perm(n)=Freq_Reg_Perm(n)/(ContaCiclo-1);
    if
        ((Freq_Reg_Perm(1)<59.9)|(Freq_Reg_Perm(2)<59.9)|(Freq_Reg_Perm(3)<59.9)|(Freq_Reg_Perm
(1)>60.1)|(Freq_Reg_Perm(2)>60.1)|(Freq_Reg_Perm(3)>60.1))
            VarFreqPerm(vfreqP,1)=Freq_Reg_Perm(1);
            VarFreqPerm(vfreqP,2)=Per_int;

```

```

    VarFreqPerm(vfreqP,3)=Freq_Reg_Perm(2);
VarFreqPerm(vfreqP,4)=Per_int;
    VarFreqPerm(vfreqP,5)=Freq_Reg_Perm(3);
    VarFreqPerm(vfreqP,6)=Per_int;
end
end
Freq_Reg_Perm(1:ph)=0;
if (vfreqP<=size(VarFreqPerm,1)) & (0<VarFreqPerm(vfreqP,2));
    vfreqP=vfreqP+1;
end

```

HARMPERMANENTE.m

```

for h=1:(Ch)
    Harmonica_R(h,1) = Harmonica_R(h,1)/(ContaCiclo-2);
    Harmonica_S(h,1) = Harmonica_S(h,1)/(ContaCiclo-2);
    Harmonica_T(h,1) = Harmonica_T(h,1)/(ContaCiclo-2);
    HarmCur_R(h,1) = HarmCur_R(h,1)/(ContaCiclo-2);
    HarmCur_S(h,1) = HarmCur_S(h,1)/(ContaCiclo-2);
    HarmCur_T(h,1) = HarmCur_T(h,1)/(ContaCiclo-2);
end
THD
TID
if (Cur>=2)&(4<(size(Vinst,2)))
TDD
CID

```

```

end

Harmonica_R((1:Ch),1)=0;
Harmonica_S((1:Ch),1)=0;
Harmonica_T((1:Ch),1)=0;
HarmCur_R((1:Ch),1)=0;
HarmCur_S((1:Ch),1)=0;
HarmCur_T((1:Ch),1)=0;

```

THD.m

```

DHT_R=0; DHT_S=0; DHT_T=0;
for h=2:(Ch)
    DHT_R=DHT_R+(Harmonica_R(h,1)/sqrt(2))^2;
    DHT_S=DHT_S+(Harmonica_S(h,1)/sqrt(2))^2;
    DHT_T=DHT_T+(Harmonica_T(h,1)/sqrt(2))^2;
end

DHT_R=(sqrt(DHT_R)/Vn)*100;
DHT_S=(sqrt(DHT_S)/Vn)*100;
DHT_T=(sqrt(DHT_T)/Vn)*100;

if (Vn<=69000) & ((DHT_R>5)|(DHT_S>5)|(DHT_T>5))
    DHT(harm,1)=DHT_R;
    DHT(harm,2)=Per_int;
    DHT(harm,3)=DHT_S;
    DHT(harm,4)=Per_int;

```

```

DHT(harm,5)=DHT_T;
DHT(harm,6)=Per_int;
elseif (Vn>69000) & (Vn<=161000) & ((DHT_R>2.5)|(DHT_S>2.5)|(DHT_T>2.5))
DHT(harm,1)=DHT_R;
DHT(harm,2)=Per_int;
DHT(harm,3)=DHT_S;
DHT(harm,4)=Per_int;
DHT(harm,5)=DHT_T;
DHT(harm,6)=Per_int;
elseif (Vn>161000) & ((DHT_R>1.5)|(DHT_S>1.5)|(DHT_T>1.5))
DHT(harm,1)=DHT_R;
DHT(harm,2)=Per_int;
DHT(harm,3)=DHT_S;
DHT(harm,4)=Per_int;
DHT(harm,5)=DHT_T;
DHT(harm,6)=Per_int;
end
if (harm<=size(DHT,1)) & ((DHT(harm,1)>1.5)|(DHT(harm,2)>1.5)|(DHT(harm,3)>1.5)
harm=harm+1;
end

```

TID.m

```

DIT_R=0; DIT_S=0; DIT_T=0;
for h=2:(Ch)
DIT_R=((Harmonica_R(h,1)/sqrt(2))/Vn)*100;

```

```

DIT_S=((Harmonica_S(h,1)/sqrt(2))/Vn)*100;
DIT_T=((Harmonica_T(h,1)/sqrt(2))/Vn)*100;
if (Vn<=69000) & ((DIT_R>3)|(DIT_S>3)|(DIT_T>3))
    DIT(hind,1)=DIT_R;  DIT(hind,2)=f*h;  DIT(hind,3)=h;
    DIT(hind,4)=DIT_S;  DIT(hind,5)=f*h;  DIT(hind,6)=h;
    DIT(hind,7)=DIT_T;  DIT(hind,8)=f*h;  DIT(hind,9)=h;
elseif (Vn>69000) & (Vn<=161000) & ((DIT_R>1.5)|(DIT_S>1.5)|(DIT_T>1.5))
    DIT(hind,1)=DIT_R;  DIT(hind,2)=f*h;  DIT(hind,3)=h;
    DIT(hind,4)=DIT_S;  DIT(hind,5)=f*h;  DIT(hind,6)=h;
    DIT(hind,7)=DIT_T;  DIT(hind,8)=f*h;  DIT(hind,9)=h;
elseif (Vn>161000) & ((DIT_R>1)|(DIT_S>1)|(DIT_T>1))
    DIT(hind,1)=DIT_R;  DIT(hind,2)=f*h;  DIT(hind,3)=h;
    DIT(hind,4)=DIT_S;  DIT(hind,5)=f*h;  DIT(hind,6)=h;
    DIT(hind,7)=DIT_T;  DIT(hind,8)=f*h;  DIT(hind,9)=h;
end
if (hind<=size(DIT,1)) & (1<size(DIT,2));
    hind=hind+1;
end
end

```

TDD.m

```
DDT_R=0; DDT_S=0; DDT_T=0;
```

```
for h=2:(Ch)
```

```
    DDT_R=DDT_R+(HarmCur_R(h,1)/sqrt(2))^2;
```

```

    DDT_S=DDT_S+(HarmCur_S(h,1)/sqrt(2))^2;
    DDT_T=DDT_T+(HarmCur_T(h,1)/sqrt(2))^2;
end
DDT_R=(sqrt(DDT_R)/In)*100;
DDT_S=(sqrt(DDT_S)/In)*100;
DDT_T=(sqrt(DDT_T)/In)*100;
if Vn<=69000
    if (((Isc/IL)<=20)|((IL<=0)&(Isc<=0))) & ((DDT_R>5)|(DDT_S>5)|(DDT_T>5))
        DDT(hcur,1)=DDT_R;
        DDT(hcur,2)=Per_int;
        DDT(hcur,3)=DDT_S;
        DDT(hcur,4)=Per_int;
        DDT(hcur,5)=DDT_T;
        DDT(hcur,6)=Per_int;
    elseif ((Isc/IL)>20) & ((Isc/IL)<=50) & ((DDT_R>8)|(DDT_S>8)|(DDT_T>8))
        DDT(hcur,1)=DDT_R;
        DDT(hcur,2)=Per_int;
        DDT(hcur,3)=DDT_S;
        DDT(hcur,4)=Per_int;
        DDT(hcur,5)=DDT_T;
        DDT(hcur,6)=Per_int;
    elseif ((Isc/IL)>50) & ((Isc/IL)<=100) & ((DDT_R>12)|(DDT_S>12)|(DDT_T>12))
        DDT(hcur,1)=DDT_R;
        DDT(hcur,2)=Per_int;
        DDT(hcur,3)=DDT_S;
        DDT(hcur,4)=Per_int;
    end
end

```



```

DDT(hcur,5)=DDT_T;
DDT(hcur,6)=Per_int;
elseif ((Isc/IL)>100) & ((Isc/IL)<=1000) & ((DDT_R>15)|(DDT_S>15)|(DDT_T>15))
DDT(hcur,1)=DDT_R;
DDT(hcur,2)=Per_int;
DDT(hcur,3)=DDT_S;
DDT(hcur,4)=Per_int;
DDT(hcur,5)=DDT_T;
DDT(hcur,6)=Per_int;
elseif ((Isc/IL)>1000) & ((DDT_R>20)|(DDT_S>20)|(DDT_T>20))
DDT(hcur,1)=DDT_R;
DDT(hcur,2)=Per_int;
DDT(hcur,3)=DDT_S;
DDT(hcur,4)=Per_int;
DDT(hcur,5)=DDT_T;
DDT(hcur,6)=Per_int;
end
elseif (Vn>69000) & (Vn<=161000)
if (((Isc/IL)<=20)|((IL<=0)&(Isc<=0))) & ((DDT_R>2.5)|(DDT_S>2.5)|(DDT_T>2.5))
DDT(hcur,1)=DDT_R;
DDT(hcur,2)=Per_int;
DDT(hcur,3)=DDT_S;
DDT(hcur,4)=Per_int;
DDT(hcur,5)=DDT_T;
DDT(hcur,6)=Per_int;
elseif ((Isc/IL)>20) & ((Isc/IL)<=50) & ((DDT_R>4)|(DDT_S>4)|(DDT_T>4))

```

```
DDT(hcur,1)=DDT_R;
DDT(hcur,2)=Per_int;
DDT(hcur,3)=DDT_S;
DDT(hcur,4)=Per_int;
DDT(hcur,5)=DDT_T;
DDT(hcur,6)=Per_int;
elseif ((Isc/IL)>50) & ((Isc/IL)<=100) & ((DDT_R>6)|(DDT_S>6)|(DDT_T>6))
DDT(hcur,1)=DDT_R;
DDT(hcur,2)=Per_int;
DDT(hcur,3)=DDT_S;
DDT(hcur,4)=Per_int;
DDT(hcur,5)=DDT_T;
DDT(hcur,6)=Per_int;
elseif ((Isc/IL)>100) & ((Isc/IL)<=1000) & ((DDT_R>7.5)|(DDT_S>7.5)|(DDT_T>7.5))
DDT(hcur,1)=DDT_R;
DDT(hcur,2)=Per_int;
DDT(hcur,3)=DDT_S;
DDT(hcur,4)=Per_int;
DDT(hcur,5)=DDT_T;
DDT(hcur,6)=Per_int;
elseif ((Isc/IL)>1000) & ((DDT_R>10)|(DDT_S>10)|(DDT_T>10))
DDT(hcur,1)=DDT_R;
DDT(hcur,2)=Per_int;
DDT(hcur,3)=DDT_S;
DDT(hcur,4)=Per_int;
DDT(hcur,5)=DDT_T;
```

```
    DDT(hcur,6)=Per_int;

    end

elseif Vn>161000

    if (((Isc/IL)<50)|((IL<=0)&(Isc<=0))) & ((DDT_R>2.5)|(DDT_S>2.5)|(DDT_T>2.5))

        DDT(hcur,1)=DDT_R;

        DDT(hcur,2)=Per_int;

        DDT(hcur,3)=DDT_S;

        DDT(hcur,4)=Per_int;

        DDT(hcur,5)=DDT_T;

        DDT(hcur,6)=Per_int;

    elseif ((Isc/IL)>50) & ((DDT_R>3.75)|(DDT_S>3.75)|(DDT_T>3.75))

        DDT(hcur,1)=DDT_R;

        DDT(hcur,2)=Per_int;

        DDT(hcur,3)=DDT_S;

        DDT(hcur,4)=Per_int;

        DDT(hcur,5)=DDT_T;

        DDT(hcur,6)=Per_int;

    end

end

if (hcur<=size(DDT,1)) & (1<size(DDT,2));

    hcur=hcur+1;

end
```



```

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

elseif (h>=23) & (h<35) &
((DIC_R>(Nhcur*0.6))|(DIC_S>(Nhcur*0.6))|(DIC_T>(Nhcur*0.6)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

elseif (h>=35) & ((DIC_R>(Nhcur*0.3))|(DIC_S>(Nhcur*0.3))|(DIC_T>(Nhcur*0.3)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

end

elseif ((Isc/IL)>20) & ((Isc/IL)<=50)

    if (h<11) & ((DIC_R>(Nhcur*7))|(DIC_S>(Nhcur*7))|(DIC_T>(Nhcur*7)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=11) & (h<17) &
((DIC_R>(Nhcur*3.5))|(DIC_S>(Nhcur*3.5))|(DIC_T>(Nhcur*3.5)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=17) & (h<23) &
((DIC_R>(Nhcur*2.5))|(DIC_S>(Nhcur*2.5))|(DIC_T>(Nhcur*2.5)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

```

```

elseif (h>=23) & (h<35) & ((DIC_R>(Nhcur*1))|(DIC_S>(Nhcur*1))|(DIC_T>(Nhcur*1)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

elseif (h>=35) & ((DIC_R>(Nhcur*0.5))|(DIC_S>(Nhcur*0.5))|(DIC_T>(Nhcur*0.5)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

end

elseif ((Isc/IL)>50) & ((Isc/IL)<=100)

    if (h<11) & ((DIC_R>(Nhcur*10))|(DIC_S>(Nhcur*10))|(DIC_T>(Nhcur*10)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=11) & (h<17) &

        ((DIC_R>(Nhcur*4.5))|(DIC_S>(Nhcur*4.5))|(DIC_T>(Nhcur*4.5)))

            DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

            DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

            DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

        elseif (h>=17) & (h<23) & ((DIC_R>(Nhcur*4))|(DIC_S>(Nhcur*4))|(DIC_T>(Nhcur*4)))

            DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

            DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

            DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

        elseif (h>=23) & (h<35) &

            ((DIC_R>(Nhcur*1.5))|(DIC_S>(Nhcur*1.5))|(DIC_T>(Nhcur*1.5)))

                DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

```

```

DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;
DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

elseif (h>=35) & ((DIC_R>(Nhcur*0.7))|(DIC_S>(Nhcur*0.7))|(DIC_T>(Nhcur*0.7)))
    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;
    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;
    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;
end

elseif ((Isc/IL)>100) & ((Isc/IL)<=1000)
    if (h<11) & ((DIC_R>(Nhcur*12))|(DIC_S>(Nhcur*12))|(DIC_T>(Nhcur*12)))
        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;
        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;
        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;
    elseif (h>=11) & (h<17) &
        ((DIC_R>(Nhcur*5.5))|(DIC_S>(Nhcur*5.5))|(DIC_T>(Nhcur*5.5)))
        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;
        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;
        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;
    elseif (h>=17) & (h<23) & ((DIC_R>(Nhcur*5))|(DIC_S>(Nhcur*5))|(DIC_T>(Nhcur*5)))
        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;
        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;
        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;
    elseif (h>=23) & (h<35) & ((DIC_R>(Nhcur*2))|(DIC_S>(Nhcur*2))|(DIC_T>(Nhcur*2)))
        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;
        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;
        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

```

```

elseif (h>=35) & ((DIC_R>(Nhcur*1))|(DIC_S>(Nhcur*1))|(DIC_T>(Nhcur*1)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

end

elseif ((Isc/IL)>1000)

    if (h<11) & ((DIC_R>(Nhcur*15))|(DIC_S>(Nhcur*15))|(DIC_T>(Nhcur*15)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=11) & (h<17) & ((DIC_R>(Nhcur*7))|(DIC_S>(Nhcur*7))|(DIC_T>(Nhcur*7)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=17) & (h<23) & ((DIC_R>(Nhcur*6))|(DIC_S>(Nhcur*6))|(DIC_T>(Nhcur*6)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h,

    elseif (h>=23) & (h<35) &

        ((DIC_R>(Nhcur*2.5))|(DIC_S>(Nhcur*2.5))|(DIC_T>(Nhcur*2.5)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=35) & ((DIC_R>(Nhcur*1.4))|(DIC_S>(Nhcur*1.4))|(DIC_T>(Nhcur*1.4)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

```



```

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    end

end

elseif (Vn>69000) & (Vn<=161000)

    if (((Isc/IL)<=20)||((IL<=0)&(Isc<=0)))

        if (h<11) & ((DIC_R>(Nhcur*2))|(DIC_S>(Nhcur*2))|(DIC_T>(Nhcur*2)))

            DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

            DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

            DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

        elseif (h>=11) & (h<17) & ((DIC_R>(Nhcur*1))|(DIC_S>(Nhcur*1))|(DIC_T>(Nhcur*1)))

            DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

            DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

            DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

        elseif (h>=17) & (h<23) &

            ((DIC_R>(Nhcur*0.75))|(DIC_S>(Nhcur*0.75))|(DIC_T>(Nhcur*0.75)))

            DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

            DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

            DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

        elseif (h>=23) & (h<35) &

            ((DIC_R>(Nhcur*0.3))|(DIC_S>(Nhcur*0.3))|(DIC_T>(Nhcur*0.3)))

            DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

            DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

            DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

        elseif (h>=35) & ((DIC_R>(Nhcur*0.15))|(DIC_S>(Nhcur*0.15))|(DIC_T>(Nhcur*0.15)))

            DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

```

```

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

end

elseif ((Isc/IL)>20) & ((Isc/IL)<=50)

    if (h<11) & ((DIC_R>(Nhcur*3.5))|(DIC_S>(Nhcur*3.5))|(DIC_T>(Nhcur*3.5)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=11) & (h<17) &

((DIC_R>(Nhcur*1.75))|(DIC_S>(Nhcur*1.75))|(DIC_T>(Nhcur*1.75)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=17) & (h<23) &

((DIC_R>(Nhcur*1.25))|(DIC_S>(Nhcur*1.25))|(DIC_T>(Nhcur*1.25)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=23) & (h<35) &

((DIC_R>(Nhcur*0.5))|(DIC_S>(Nhcur*0.5))|(DIC_T>(Nhcur*0.5)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=35) & ((DIC_R>(Nhcur*0.25))|(DIC_S>(Nhcur*0.25))|(DIC_T>(Nhcur*0.25)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

```

```

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

end

elseif ((Isc/IL)>50) & ((Isc/IL)<=100)

    if (h<11) & ((DIC_R>(Nhcur*5))|(DIC_S>(Nhcur*5))|(DIC_T>(Nhcur*5)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=11) & (h<17) &

((DIC_R>(Nhcur*2.25))|(DIC_S>(Nhcur*2.25))|(DIC_T>(Nhcur*2.25)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=17) & (h<23) & ((DIC_R>(Nhcur*2))|(DIC_S>(Nhcur*2))|(DIC_T>(Nhcur*2)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=23) & (h<35) &

((DIC_R>(Nhcur*0.75))|(DIC_S>(Nhcur*0.75))|(DIC_T>(Nhcur*0.75)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

    elseif (h>=35) & ((DIC_R>(Nhcur*0.35))|(DIC_S>(Nhcur*0.35))|(DIC_T>(Nhcur*0.35)))

        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

        DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

        DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

end

```

```

elseif ((Isc/IL)>100) & ((Isc/IL)<=1000)

  if (h<11) & ((DIC_R>(Nhcur*6))|(DIC_S>(Nhcur*6))|(DIC_T>(Nhcur*6)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

  elseif (h>=11) & (h<17) &

    ((DIC_R>(Nhcur*2.75))|(DIC_S>(Nhcur*2.75))|(DIC_T>(Nhcur*2.75)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

  elseif (h>=17) & (h<23) &

    ((DIC_R>(Nhcur*2.5))|(DIC_S>(Nhcur*2.5))|(DIC_T>(Nhcur*2.5)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

  elseif (h>=23) & (h<35) & ((DIC_R>(Nhcur*1))|(DIC_S>(Nhcur*1))|(DIC_T>(Nhcur*1)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

  elseif (h>=35) & ((DIC_R>(Nhcur*0.5))|(DIC_S>(Nhcur*0.5))|(DIC_T>(Nhcur*0.5)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

  end

elseif ((Isc/IL)>1000)

  if (h<11) & ((DIC_R>(Nhcur*7.5))|(DIC_S>(Nhcur*7.5))|(DIC_T>(Nhcur*7.5)))

```

```

DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

elseif (h>=11) & (h<17) & ((DIC_R>(Nhcur*3.5))|(DIC_S>(Nhcur*3.5))
|(DIC_T>(Nhcur*3.5)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

elseif (h>=17) & (h<23) & ((DIC_R>(Nhcur*3))|(DIC_S>(Nhcur*3))|(DIC_T>(Nhcur*3)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

elseif (h>=23) & (h<35) &
((DIC_R>(Nhcur*1.25))|(DIC_S>(Nhcur*1.25))|(DIC_T>(Nhcur*1.25)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

elseif (h>=35) & ((DIC_R>(Nhcur*0.7))|(DIC_S>(Nhcur*0.7))|(DIC_T>(Nhcur*0.7)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

end

end

elseif (Vn>161000)

    if (((Isc/IL)<50)|((IL<=0)&(Isc<=0)))

```

```

if (h<11) & ((DIC_R>(Nhcur*2))|(DIC_S>(Nhcur*2))|(DIC_T>(Nhcur*2)))
    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;
    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;
    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;
elseif (h>=11) & (h<17) & ((DIC_R>(Nhcur*1))|(DIC_S>(Nhcur*1))|(DIC_T>(Nhcur*1)))
    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;
    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;
    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;
elseif (h>=17) & (h<23) &
((DIC_R>(Nhcur*0.75))|(DIC_S>(Nhcur*0.75))|(DIC_T>(Nhcur*0.75)))
    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;
    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;
    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;
elseif (h>=23) & (h<35) &
((DIC_R>(Nhcur*0.3))|(DIC_S>(Nhcur*0.3))|(DIC_T>(Nhcur*0.3)))
    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;
    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;
    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;
elseif (h>=35) & ((DIC_R>(Nhcur*0.15))|(DIC_S>(Nhcur*0.15))|(DIC_T>(Nhcur*0.15)))
    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;
    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;
    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;
end
elseif (Isc/IL)>=
    if (h<11) & ((DIC_R>(Nhcur*3))|(DIC_S>(Nhcur*3))|(DIC_T>(Nhcur*3)))
        DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

```

```

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

elseif (h>=11) & (h<17) &

((DIC_R>(Nhcur*1.5))|(DIC_S>(Nhcur*1.5))|(DIC_T>(Nhcur*1.5)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

elseif (h>=17) & (h<23) &

((DIC_R>(Nhcur*1.15))|(DIC_S>(Nhcur*1.15))|(DIC_T>(Nhcur*1.15)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

elseif (h>=23) & (h<35) &

((DIC_R>(Nhcur*0.45))|(DIC_S>(Nhcur*0.45))|(DIC_T>(Nhcur*0.45

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

elseif (h>=35) & ((DIC_R>(Nhcur*0.22))|(DIC_S>(Nhcur*0.22))|(DIC_T>(Nhcur*0.22)))

    DIC(hci,1)=DIC_R; DIC(hci,2)=60*h;

    DIC(hci,3)=DIC_S; DIC(hci,4)=60*h;

    DIC(hci,5)=DIC_T; DIC(hci,6)=60*h;

end

end

end

if (hci<=size(DIC,1)) & (1<size(DIC,2));

```

```
hci=hci+1;
```

```
end
```

```
end
```


ANEXO B:

Artigo publicado na CBQEE 2009.

Desenvolvimento de uma Metodologia para Cálculo e Gerenciamento de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica

Oswaldo Hideo Ando Junior, Roberto Chouhy Leborgne, Arturo Suman Bretas.

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Avenida Osvaldo Aranha, 103, Porto Alegre, RS, Brasil.

Resumo — Este trabalho apresenta uma metodologia para cálculo e gerenciamento dos indicadores da qualidade da energia elétrica através da identificação e quantificação dos distúrbios eletromagnéticos. Esta metodologia utiliza técnicas de processamento digital de sinais, possibilitando a detecção de eventos e a quantificação dos distúrbios de regime permanente. Os principais distúrbios da qualidade definidos pelas normas da ANEEL e do ONS são quantificados através de um algoritmo robusto. O programa desenvolvido foi testado usando formas de ondas com distúrbios conhecidos, gerados no programa MatLab, para sua validação. Posteriormente foram analisadas formas de onda obtidas de medições de campo para avaliar a robustez do algoritmo frente a distúrbios reais.

Palavras-chaves — Qualidade da Energia Elétrica, Distúrbios Eletromagnéticos, e Indicadores da Qualidade da Energia.

I. INTRODUÇÃO

A disponibilidade de energia elétrica representa para a população uma série de benefícios, possibilitando um aumento da qualidade de vida bem como proporcionando um incremento na disponibilidade de emprego.

Em um passado recente, as características do consumo de energia elétrica eram bastante diferentes da atual, a ponto de poder se generalizar os consumidores como classe residencial, comercial e industrial. Neste, a demanda da energia elétrica do consumidor residencial era composta em quase sua totalidade por cargas resistivas.

Nos dias atuais, encontram-se as classes de consumidores possuem inúmeras cargas comandadas eletronicamente, motores, e banco de capacitores, que acabam por distorcer a forma de onda da alimentação introduzindo distúrbios na rede. Por sua vez, estas cargas são muito sensíveis a distúrbios presentes na tensão.

A partir da década de 90 se iniciou a análise da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) com o foco na continuidade do serviço, já que a interrupção do mesmo acarreta grandes transtornos aos consumidores. A QEE somente era percebida pelo consumidor quando existiam interrupções no fornecimento ou através de falhas dos equipamentos.

Nos dias atuais, os distúrbios da QEE tais como: afundamentos de tensão, harmônicos, cintilação, transitórios, dentre outros, produzem efeitos nocivos nas cargas sensíveis. Faz-se assim necessário estender a análise da QEE além da continuidade do serviço incluindo os distúrbios eletromagnéticos mencionados [2]. Assim, este trabalho apresenta um método para calcular e gerenciar os principais indicadores de QEE.

II. A QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

O conceito de QEE está relacionado a um conjunto de fenômenos que podem ocorrer no sistema elétrico. Por definição, tem-se como sendo qualquer evento na tensão, corrente ou na frequência que resulte em falha ou má operação de equipamentos 0.

A padronização da QEE ainda se encontra em um estágio de desenvolvimento. Europa é uma das regiões mais avançada em relação à normalização da QEE, onde está vigente a EN 50160. Já nos Estados Unidos, grande parte das concessionárias tem utilizado diversas normas como referência, como a IEEE 519. Entretanto, devido à desregulamentação existente, em contratos

futuros à inclusão de cláusulas sobre a QEE devem se tornar padrões [4].

No cenário nacional, a QEE é monitorada pelas próprias concessionárias de energia elétrica, por meio de indicadores, que quantificam alguns distúrbios da QEE fornecida. Tais indicadores são definidos através das portarias e resoluções publicadas por órgãos reguladores, estabelecendo metas, ações e prazos a serem cumpridos pelas concessionárias a cada ano.

A. Transitórios

Os transitórios são fenômenos eletromagnéticos observados na variação do valor instantâneo da tensão nas condições de regime permanente, em altas frequências, e de curta duração, sendo classificados como transitórios impulsivos ou oscilatórios [2].

Os transitórios impulsivos são variações com polaridade unidirecional e apresentando altas frequências que são extintas rapidamente. Geralmente, estes fenômenos são causados por descargas atmosféricas e são caracterizados pela duração do distúrbio (valor de cauda) e pelo valor de pico da tensão (valor de crista). Os problemas causados variam conforme o local de ocorrência, no entanto, acarretam efeitos de variações de tensão (na fase) ou elevação do potencial de terra local (no sistema de aterramento). Além disso, podem excitar a frequência natural de oscilação dos circuitos produzindo os transitórios oscilatórios 0.

Transitórios oscilatórios são definidos como uma oscilação em alta frequência dos valores instantâneos da tensão ou corrente sobreposto aos valores instantâneos em regime permanente. Estes distúrbios são caracterizados pelo: conteúdo espectral, duração e amplitude 0[2].

Estes fenômenos são oriundos de diversos tipos de chaveamentos, energização de linhas, corte de corrente indutiva e eliminação de faltas.

B. Variação de tensão

Define-se este fenômeno como variação do valor eficaz da tensão de frequência fundamental (50/60 Hz). Estes eventos são classificados conforme seu tipo, como

elevação de tensão (entre 1,1 e 1,8 p.u.), afundamento de tensão (entre 0,1 e 0,9 p.u.) ou como interrupção de tensão (inferior 0,1 p.u.). Ainda, conforme a sua duração, os eventos são classificados como sendo de curta duração (duração entre 0,5 ciclo até 1 minuto) ou sustentados (duração superior a 1 minuto) [2].

As variações de curta duração classificam-se como instantâneas, momentâneas ou temporárias. Geralmente, causada por curto circuito no sistema e chaveamentos de grandes cargas, que demandam altas correntes de partida, ou perdas intermitentes nas conexões com a rede [2].

Já as variações de tensão de longa duração são causadas por energização e desenergização de grandes blocos de carga e linhas de transmissão, chaveamentos de bancos de compensação de reativo e operações no sistema [2].

C. Distorção da forma de onda

Define-se como sendo variações da forma de onda senoidal, na frequência fundamental, em regime permanente da tensão ou corrente [2]. As distorções são caracterizadas, principalmente, pelo conteúdo espectral, sendo classificadas em harmônicas, inter-harmônicas, ruídos, recorte de tensão e nível CC (corrente contínua).

As harmônicas são tensões ou correntes com frequências múltiplas da frequência fundamental que se combina com a tensão ou corrente fundamental [2].

As distorções harmônicas são provenientes, principalmente, das cargas com características não lineares que são conectadas aos sistemas elétricos, alimentados com tensão senoidal, originando corrente não senoidal. As principais consequências deste distúrbio são: o fenômeno de ressonância, sobrecarga, vibrações, perturbação das redes de comunicação e envelhecimento precoce de máquinas elétricas e de capacitores de compensação.

As distorções inter-harmônicas são as componentes de frequência que se manifestam, na tensão ou corrente do sistema, que não sejam múltiplos inteiros da

freqüência, geralmente, com amplitude inferior a 2% [2]

Estas distorções estão contidas em faixas de freqüências ou como freqüências discretas e podem ser percebidos em diferentes classes de tensão. Geralmente, são oriundos dos conversores estáticos de potência, ciclo-conversores, motores de indução e fornos a arco.

Atualmente, não causam grandes preocupações, porém existe tendência de acréscimo dos níveis de inter-harmônicas devido à crescente utilização de conversores de freqüência e equipamentos similares de controle.

Ruídos são distorções na forma de onda que ocupam uma larga faixa espectral sobrepondo-se a tensão ou corrente do sistema. A faixa de freqüência e o nível de magnitude do ruído dependem da origem e das características do sistema. Os valores tipicamente encontrados são da ordem de 0,01 p.u da magnitude da tensão e com freqüências entre 0 à 200 khz. Os ruídos são classificados em modo comum e modo normal.

As suas principais fontes causadoras são equipamentos eletrônicos de potência, circuitos de controle, equipamentos a arco, retificadores a estado sólido, fontes chaveadas e geralmente, estão relacionados com aterramento inadequado. Os efeitos deste podem ser percebidos em dispositivos eletrônicos (computadores e CLP's).

Os recortes de tensão são distúrbios periódicos na tensão e provenientes da operação normal dos dispositivos de potência quando a corrente é comutada de uma fase para outra. Pode ser ainda devido a queda abrupta da tensão que ocorre em cada comutação, podendo cair à zero ou inverter sua polaridade.

A principal causa desses eventos são os conversores de energia trifásicos, pois a comutação da corrente de uma fase para outra proporciona um curto-circuito momentâneo entre as fases. Este fenômeno por ocorrer continuamente em regime permanente podendo ser caracterizado pelo seu conteúdo harmônico da tensão afetada.

Nível CC, por definição é a presença de tensões ou correntes contínuas no sistema

elétrico, e geralmente, a magnitude não excede o valor de 1%. O nível CC pode causar a corrosão de equipamentos por eletrolise e contribuir para saturação de transformadores (acrécimo das perdas e redução da vida útil). A origem deste está associada, principalmente, ao resultado da operação ideal de retificadores de meia-onda e a fenômenos geomagnéticos.

D. Flutuação de tensão

As flutuações são uma série de oscilações aleatórias ou variações sistemáticas e intermitentes das tensões eficazes, geralmente, a magnitude destas não excede a faixa de 0,95 a 1,05 p.u. da tensão nominal. Geralmente estas ocasionam o efeito de modulação da tensão eficaz, em grande parte, com valores de freqüência na faixa de 6 à 8 hz e em casos extremos atingindo valores próximos à 25 hz [2].

As principais causas das flutuações são os fornos a arco, as máquinas de solda, laminadores, elevadores de minas, ferrovias e partida direta de grandes motores. Enquanto os principais problemas causados são variação de potência e torque das máquinas elétricas, perda de rendimento dos equipamentos elétricos, interferência nos sistemas de proteção, e pelo o fenômeno de cintilação luminosa.

E. Desequilíbrio de tensão

Define-se como sendo a diferença entre o valor eficaz das tensões de fase do circuito dividido pela média dos valores eficazes das tensões ou como a razão entre a componente seqüência zero pela componente de seqüência positiva das tensões 0.

As causas dos desequilíbrios são as cargas monofásicas em um circuito trifásico, anomalias no banco de compensação e a falta de transposição das linhas de distribuição. Enquanto as conseqüências deste fenômeno são evidenciadas, principalmente, nas máquinas elétricas que sofrem com danos nos mancais, aumento das perdas, e redução da vida útil.

F. Variação de Frequência

Variações de frequência são desvios no valor da frequência fundamental. A duração e a amplitude da variação deste fenômeno dependem da dimensão do desequilíbrio entre geração e carga, da característica dinâmica da carga e do tempo de resposta do sistema regulador de velocidade dos geradores.

A principal causa destas variações deve-se ao balanço dinâmico entre carga e geração, a máxima tolerância para estes desvios de frequência está compreendida na faixa de $60 \pm 0,5$ Hz. Entretanto, as variações que ultrapassam esta tolerância em regime permanente podem ser causadas por faltas em sistemas de transmissão, entrada ou saída de grandes blocos de cargas ou pela saída de operação de unidade geradora de grande porte.

A gravidade deste distúrbio tem maiores conseqüências em sistemas isolados, onde tal distúrbio resulta em desvios significativos da frequência fundamental.

IV. METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS DISTÚRBIOS DA QEE

O algoritmo proposto inicia-se com a leitura dos sinais de tensão e corrente obtidos na saída dos conversores A/D. A capacidade de detecção dos distúrbios é limitada por restrições de projeto, principalmente, da taxa de amostragem, taxa de digitalização, taxa de transmissão de dados, e a capacidade de armazenamento.

A. Tensão em regime permanente

Para a caracterização da tensão em regime permanente utiliza-se a técnica do cálculo do valor eficaz (V_{rms}) de um sinal de tensão que é obtido pela expressão:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N V_i^2}{N}} \quad (1)$$

Onde, V_i é o valor instantâneo da tensão amostrada, N é o número de amostras por janela de medição.

A estimação do valor eficaz dos sinais amostrados é realizada com algoritmos de janelas de 1/2 e 1 ciclo com atualização de 1/8, 1/4, 1/2 e 1 ciclo.

A tensão em regime permanente é monitorada a fim de verificar se (V_{rms}) está dentro dos limites de tolerância. Caso exceda o limite considera-se a ocorrência de um distúrbio na QEE.

B. Variação de Tensão

A variação de tensão de curta ou longa duração obtém-se através do valor da tensão (V_{rms}). Os principais parâmetros para caracterização da variação de tensão são magnitude e a duração do distúrbio.

O valor eficaz (V_{rms}) é constantemente monitorizado a fim de detectar ocorrência do distúrbio. Portanto, quando um valor de tensão sofre variação e ultrapassa a tolerância, se inicia a aquisição do sinal de tensão no instante de tempo ($t_{inicial}$). Considera-se finalizado o evento quando a tensão for restabelecida dentro da tolerância ($0,9 < V_{rms} < 1,1 p.u.$) no instante de tempo (t_{final}). A figura 1 apresenta um afundamento característico e seus devidos parâmetros a serem mensurados.

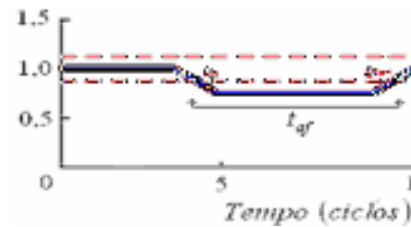


Figura 1 – Afundamento de tensão de curta.

Onde, V_{af} é o valor mínimo da tensão eficaz durante o afundamento de tensão, t_{af} é a duração do evento.

A magnitude do evento obtém-se como sendo o valor mínimo atingido pelo afundamento de tensão (V_{af}) dividido pelo valor nominal da tensão.

$$Magnitude = \frac{V_{af}}{V_n} \quad [p.u.] \quad (2)$$

Onde, V_n é a tensão eficaz nominal do sistema.

A duração do evento é o intervalo de tempo em que a tensão eficaz permanece abaixo do limite de tensão (T_{af}).

$$Duração = t_{final} - t_{inicial} \quad [s] \quad (3)$$

Onde, $t_{inicial}$ é o instante de tempo em que a tensão ultrapassou o valor de referência, t_{final} é o instante de tempo em que a tensão voltou a estar dentro da região considerada normal..

Esta metodologia de monitoração da tensão V_{rms} em tempo real do sistema, feitas as devidas alterações, pode ser utilizada para caracterizar os seguintes distúrbios: sobretensão, subtensão, e interrupção.

C. Desequilíbrio de Tensão

A detecção dos desequilíbrios de tensão é realizada através do valor eficaz da tensão. Calcula-se a diferença entre as tensões eficazes de cada fase do circuito dividido pela média das tensões eficazes [2].

A aquisição do sinal e o cálculo da tensão eficaz são realizados conforme (1). A seguir, usando-se a tensão eficaz de cada fase, calculam-se os desequilíbrios de tensão.

$$\Delta V_{RS} = \frac{V_R - V_S}{\left(\frac{V_R + V_S + V_T}{3}\right)} \quad [\%] \quad (4)$$

Quando o resultado da (4) for maior que o limite estabelecido (por exemplo 0,5 %) inicia-se a contabilização da duração do distúrbio e considera-se encerrado quando o resultado de (4) for menor que o valor de referência [2].

Os parâmetros utilizados para caracterizar os desequilíbrios de tensão são o valor máximo calculado a partir de (4) e a duração do distúrbio.

D. Transitórios

Para detecção dos distúrbios utiliza-se um envelope da forma de onda da tensão como “trigger” para registro dos distúrbios, conforme demonstrado na figura 2.

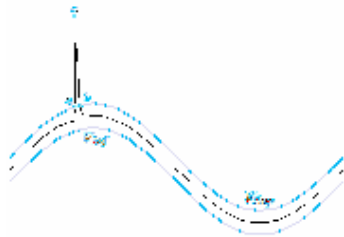


Figura 2 - Forma de onda da tensão e seu envelope utilizado como trigger.

A metodologia consiste na monitoração constante dos valores instantâneos da tensão através do seu envelope com a finalidade de certificar que tensão está dentro dos limites ($V_{inf} < V_i < V_{sup}$). Logo, quando a tensão ultrapassa o limite (a), inicia-se a aquisição do valor da tensão correspondente ao transiente (impulsivo ou oscilatório).

Considera-se o distúrbio como encerrado, quando a tensão estiver restabelecida dentro da tolerância (b), ou seja, ($V_{inf} < V_i < V_{sup}$). Como forma de prevenir disparos indesejáveis estabelece-se um intervalo de tempo mínimo para disparo e encerramento da aquisição do distúrbio.

Os transitórios impulsivos são caracterizados de acordo com o tempo de duração (valor de crista e de cauda) e o valor de pico da tensão (c). Enquanto os transitórios oscilatórios são caracterizados pelo conteúdo espectral de sua frequência predominante, duração e amplitude [2].

E. Harmônicos e inter-harmônicos

A caracterização dos harmônicos e inter-harmônicos num sistema elétrico são realizadas através da decomposição do sinal de corrente ou tensão por Séries de Fourier, obtém-se uma série de módulos e ângulos referentes às frequências múltiplas da frequência fundamental. Assim, os níveis de distorção harmônica são caracterizados pelo espectro harmônico, com amplitude e ângulo de fase para cada componente harmônico individual. No algoritmo utilizam-se as seguintes equações:

$$F(u) = \sum_{x=0}^{N-1} f(x) \cos(2\pi ux / N) + j \sum_{x=0}^{N-1} f(x) \sin(2\pi ux / N) \quad (5)$$

$$f(x) = \sum_{u=0}^{N-1} F(u) \cos(2\pi ux / N) + j \sum_{u=0}^{N-1} F(u) \sin(2\pi ux / N) \quad (6)$$

No método proposto, faz-se a aquisição da forma de onda com janela de um ciclo, e posteriormente aplica-se a DFT, que calcula as componentes harmônicas do sinal discreto. Como a distorção harmônica é de um fenômeno de regime permanente, é necessário analisar o conjunto de valores médios das harmônicas, capturados periodicamente e

durante um intervalo de 10 minutos, com a finalidade de caracterizar o distúrbio de forma adequada e coerente.

Os níveis de distorção harmônica são caracterizados pelo espectro harmônico completo com amplitudes e ângulo de fase de cada componente harmônico individual. A Distorção Harmônica Total (DHT) é uma medida da amplitude da distorção harmônica (IEEE 519).

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (V_h)^2}}{V_n} \times 100\% \quad (7)$$

Onde, V_h são os valores eficazes de tensão das componentes harmônicas, h é a ordem da harmônica, V_n é o valor eficaz da tensão fundamental.

F. Flutuação de Tensão

A flutuação de tensão pode ser obtida através da adequação da tensão, demodulação, índice de relevância em frequência, média quadrática, e tratamento estatístico 0.

Estabelece-se o indicador de curto prazo (Pst - "*Short-term probability*") e indicador de longo prazo (Plt - "*Long term probability*"). Conforme descrito e recomendado na IEC 61000-4-15.

O indicador de curto prazo - Pst representa a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão em um período tempo contínuo de 10 minutos 0.

O indicador de longo prazo - Plt representa a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão mensurada em um período contínuo de 2 horas sendo calculado a partir dos registros de Pst 0.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (8)$$

G. Variação da Frequência

Neste trabalho utiliza-se o PLL (*phase locked loop*) baseado no cálculo vetorial instantânea – CVI [7]. O princípio de funcionamento do PLL consiste em sintetizar um sinal $U(\phi, \omega)$, em regime permanente que satisfaça a condição de ortogonalidade com o sinal da tensão fundamental (V_n), ou seja,

$\overline{V \cdot U} = 0$. Enquanto o algoritmo busca satisfazer a condição de ortogonalidade, o regulador PI converte o erro do produto escalar em um sinal de correção da frequência ($\Delta\omega$) que possibilita a detecção da frequência do sinal de entrada (ω). Onde a resposta dinâmica inicial do PLL será a variável ($\omega_0 = 2\pi f_n$), onde ($f_n = 60\text{Hz}$). Portanto, quando $\overline{V \cdot U} = 0$, o valor da saída do PI será constante, e representa a frequência do sinal de entrada (ω) [7]. A opção por este método deve-se a sua resposta rápida, ter erro de regime nulo, ser robusto a transitórios e imune a ruídos na entrada.

V. ANÁLISE E VALIDAÇÃO DO ALGORITMO

Nesta seção apresenta-se as principais simulações realizadas para análise de desempenho do algoritmo proposto enfatizando situações típicas e adversas que podem ocorrer durante à operação de Sistemas Elétricos de Potência (SEP). Com a finalidade de aperfeiçoar, quantificar e qualificar a validação do algoritmo foram realizadas análises a partir de dados sintetizados e posteriormente uma análise com medições reais de uma empresa de energia elétrica.

Os dados sintetizados foram de grande importância para desenvolvimento e aperfeiçoamento do algoritmo. Sendo possível compreender o funcionamento, aperfeiçoar as rotinas de cálculo e analisar o funcionamento do software. Enquanto os dados reais serviram para validação do desempenho da metodologia de monitoração da QEE.

A. Variação de Tensão

As variações de tensão foram estimadas usando (1) com janela de $\frac{1}{2}$ ciclo. A duração do evento e detectada por intermédio do cálculo (*p.u.*) entre a amostra do sinal e uma amostra sintetizada de valor nominal do sistema. Assim, o algoritmo detecta a amostra em que inicia ou finaliza o distúrbio, evitando o erro causado pelo janelamento dos dados. Os resultados obtidos das variações de tensão são apresentados na Tabela I.

TABELA I
COMPARATIVO DA MAGNITUDE E DURAÇÃO DA VARIAÇÃO DE TENSÃO

Número	Variação de Tensão			Duração		
	Magnitude	Amplitude	Período (ms)	Magnitude	Amplitude	Período (ms)
1	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11
2	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11
3	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11
4	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11
5	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11
6	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11
7	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11

Observa-se na Tabela I que o erro gerado neste algoritmo deve-se ao “arredondamento” do software. Nota-se que o erro máximo resultante do algoritmo de estimação da duração da variação é equivalente ao período de amostragem ($T_s=1/f_s$). Sendo assim quanto menor for (T_s) menor será o erro resultante na duração do distúrbio.

B. Desequilíbrio de Tensão

O algoritmo de estimação dos desequilíbrios de tensão (4) baseado no cálculo da (V_{rms}) apresentou os seguintes resultados demonstrados na Tabela II.

TABELA II
COMPARATIVO DOS DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO

Número	Desequilíbrio de Tensão			Duração		
	Magnitude	Amplitude	Período (ms)	Magnitude	Amplitude	Período (ms)
1	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11
2	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11
3	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11
4	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11
5	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11
6	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11
7	0,1500	0,0500	-0,48E-11	0,50	0,05	0,00E-11

Verifica-se, que erro deve-se novamente ao “arredondamento” do programa computacional.

C. Harmônicos

Usando o algoritmo proposto anteriormente obteve-se a distorção harmônica individual (DIT).

TABELA III
COMPARATIVO DAS DIT

Número	Distorção Harmônica Individual (DIT)		
	Magnitude	Amplitude	Período (ms)
1	1,22E-03	1,22E-03	2,22E-13
2	1,41E-03	7,41E-03	-1,41E-13
3	5,47E-03	5,47E-03	3,30E-13
4	3,71E-03	3,71E-03	-3,30E-13

Já as distorções harmônicas total (DHT) alguns resultados obtidos são apresentados na Tabela IV.

TABELA IV
COMPARATIVO DAS DHT

Número	Distorção Harmônica Total (DHT)		
	Magnitude	Amplitude	Período (ms)
1	0,0000	0,0000	-2,00E-13
2	0,0000	0,0000	-0,00E-05
3	0,0000	0,0000	-1,30E-13
4	0,0000	0,0000	-2,00E-13

Observa-se que a frequência da rede se manteve constante durante as medições, uma vez que a eficiência do algoritmo depende do sincronismo com a frequência. Pois o mesmo necessita de N pontos com a taxa de amostragem constante por ciclo. Ressaltando a importância de um algoritmo para detecção da frequência.

D. Cintilação Luminosa

A cintilação luminosa é mensurada através da adequação da tensão, demodulação, índice de relevância em frequência, média quadrática, e tratamento estatístico 0. Estimando-se o indicador de curto prazo – Pst e o indicador de longo prazo – Plt. Estes indicadores representam a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão em um período tempo pré determinado. Na Tabela V apresenta-se resultados obtidos das simulações realizadas.

TABELA V
COMPARATIVO DAS CINTILAÇÕES LUMINOSAS

Número	Cintilação Luminosa		
	Magnitude	Amplitude	Período (ms)
1	0,0000	0,0000	-0,00E-00
2	0,0000	0,0000	-1,00E-00
3	0,0000	0,0000	-1,00E-00
4	0,0000	0,0000	-1,00E-00
5	0,0000	0,0000	-1,00E-00
6	0,0000	0,0000	-2,00E-00

E. Variação da Frequência

Para detecção das variações da frequência utiliza-se no algoritmo o PLL baseado no cálculo vetorial instantânea – CVI [7]. Inúmeros ensaios foram realizados variando e estimando-se a frequência do sinal. Alguns resultados obtidos são apresentados na Tabela VI. Observa-se que o algoritmo utilizado para o cálculo da frequência obteve resultados extremamente precisos.

TABELA VI
COMPARATIVO DAS VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA

Número	Variação de Frequência		
	Magnitude	Amplitude	Período (ms)
01	0,0000	0,0000	0,11E-13
02	0,0000	0,0000	1,00E-13
03	0,0000	0,0000	0,00E-13
04	0,0000	0,0000	1,00E-13
05	0,0000	0,0000	0,00E-13
06	0,0000	0,0000	1,00E-13

F. Simulação com dados reais

Os casos estudados para validação provem de dados de uma empresa de energia elétrica. A coleta de dados, leva em consideração o objetivo da pesquisa sendo cada distúrbio devidamente mensurado e registrado. Os dados são provenientes de linhas de transmissão com tensão 230 kV – 60 hz e taxa de amostragem de 1920 hz. O conjunto de medições continha uma parcela de ruído sobreposto. Contudo este parcela de ruído não afetou o desempenho do algoritmo. Os distúrbios detectados através da análise do conjunto de dados são apresentados na Tabela VII.

TABELA VII
DISTÚRBIOS DETECTADOS PELO ALGORITMO

Distúrbio	Nº de ocorrências	Características Representativas	Tensão (V) / Fase	Duração (s)
1. Transmissão	--	--	--	0-0 ms
2. Abundância de tensão	10E	--	230 Volts - 3 Fases	0,1 - 0,2 ms
3. Abundância de tensão	--	--	230 Volts - 3 Fases	0,1 - 0,2 ms
4. Abundância de tensão	6	--	230 Volts - 3 Fases	0,1 - 0,2 ms
5. Abundância de tensão de modo	--	--	--	--
6.1. DGLT	1	2 - 20% S	Regime permanente	0 - 30 s
6.2. DGT	2	2 - 20% S	Regime permanente	0 - 30 s
6.3. DGT	--	2 - 20% S	Regime permanente	0 - 30 s
6.4. Abundância de tensão	--	< 2% S	Intermitente	0,1 - 1% S
7. Abundância de frequência	--	--	--	--
T.1. Abundância permanente	--	--	--	--
T.2. Flutuação de 10,00% a 10,50%	3	--	--	--
T.3. Flutuação de 10,00% a 10,50%	--	--	--	--
T.4. Flutuação de 10,00% a 10,50%	--	--	--	--
T.5. Flutuação de 10,00% a 10,50%	--	--	--	--
8. Tensão nominal	--	--	--	--
T.1. Abundância permanente	--	--	--	--
9. Abundância de tensão	2	--	Regime permanente	0,5 - 1% S

Na análise da QEE em regime permanente, foram realizados cálculos a cada intervalo de 10 minutos de acordo com as normas vigentes [2][3][4]. A tensão e frequência em regime permanente apresentaram um índice da QEE adequado. Uma vez que os resultados obtidos não excederam os limites da tolerância (95%) do total de medidas realizadas Na Tabela VIII são apresentados alguns resultados mensurados dos dados em regime permanente.

TABELA VIII
RESULTADO DA SIMULAÇÃO EM REGIME PERMANENTE

Simulação Regime Permanente					
Linha A		Linha B		Linha C	
Amplitude (V)	Desvio (V)	Amplitude (V)	Desvio (V)	Amplitude (V)	Desvio (V)
1,037	90	1,033	90	1,030	90
1,035	90	1,030	90	1,031	90
1,030	90	1,033	90	1,030	90
1,030	90	1,034	90	1,035	90
1,032	90	1,031	90	1,030	90

Simulação Regime Permanente C					
Linha D		Linha E		Linha F	
Amplitude (V)	Desvio (V)	Amplitude (V)	Desvio (V)	Amplitude (V)	Desvio (V)
98,98	98	98,91	98	98,91	98
98,94	98	98,95	98	98,94	98
98,98	98	98,94	98	98,94	98
98,97	98	98,94	98	98,94	98
98,94	98	98,98	98	98,98	98

Segundo a análise dos resultados os distúrbios que afetam a QEE deste sistema são basicamente afundamentos de tensão (105 ocorrências). Os afundamentos de tensão foram mensurados, calculando-se o valor médio quadrático V_{rms} e caracterizados por sua magnitude e duração. Na Tabela IX são apresentados alguns dos afundamentos de tensão.

TABELA IX
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DETECTADOS PELO ALGORITMO

Relativo à análise da frequência fundamental do sinal do ponto vista da QEE em regime permanente não se teve ocorrência de desvios significativos do valor nominal. Porém na análise da frequência instantânea observa-se que a frequência nominal do sistema por duas vezes ultrapassou a tolerância estipulada pela ONS resultando em uma anomalia da QEE. Os valores mensurados das variações da frequência são apresentados na Tabela X.

TABELA X
VARIACIONES DE FREQUÊNCIA DETECTADAS PELO ALGORITMO

Variações de Frequência					
Linha A		Linha B		Linha C	
Amplitude (Hz)	Desvio (Hz)	Amplitude (Hz)	Desvio (Hz)	Amplitude (Hz)	Desvio (Hz)
59,998	30,6 Hz	59,992	30,6 Hz	59,990	31,1 Hz

Do ponto de vista da análise das distorções da forma de onda, foram detectados distorções harmônicas acima do limite permitido nos dados coletados. Para mensurar este distúrbio utiliza-se a DFT com extração do nível CC. Através da análise dos resultados percebe-se que o algoritmo detecta valores de distorção harmônica individual de terceira ordem (3 ocorrências) e distorção harmônica total (1 ocorrências) em período de amostragem de 10 minutos superior aos limites permitidos pelas normas vigentes. Os valores das harmônicas detectadas pelo algoritmo são apresentados na Tabela XI e Tabela XII.

TABELA XI
DISTRORÇÕES HARMÔNICAS INDIVIDUAIS DETECTADAS PELO ALGORITMO

Distúrbios de Tensão								
Fase A			Fase B			Fase C		
Amplitude	Duração	Classe	Amplitude	Duração	Classe	Amplitude	Duração	Classe
1.4%	10s	I	0.8%	10s	I	1.0%	10s	I
1.2%	10s	I	0.5%	10s	I	1.0%	10s	I
2.0%	10s	I	0.5%	10s	I	0.5%	10s	I

TABELA XII
DISTRORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DETECTADA PELO ALGORITMO

Distúrbios de Tensão		
Fase A	Fase B	Fase C
2.3%	2.0%	2.0%

Na análise dos desequilíbrios de tensão o algoritmo proposto utiliza-se de janelas de integração de 10 minutos. Os dados coletados apresentaram desbalanceamento das tensões das fases em três medições que ultrapassaram à tolerância. Os valores mensurados dos desequilíbrios de tensão são apresentados na Tabela XIII.

TABELA XII
DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO DETECTADOS PELO ALGORITMO

Distúrbios de Tensão		
Fase A	Fase B	Fase C
1.17%	-0.6%	-0.6%
1.3%	0.5%	-0.6%
1.2%	-0.6%	0.6%

A metodologia descrita anteriormente foi utilizada para detectar variações de tensão, desequilíbrios, conteúdo harmônico do sinal, cálculo da frequência e flutuação de tensão, se mostrando um aplicativo funcional, prático e eficaz. Através da análise dos dados obtém-se as características dos distúrbios permitindo que sejam classificados conforme a norma IEEE1159. Além disso, a própria classificação dos distúrbios servirá como ferramenta para identificar a possível fonte causadora do distúrbio possibilitando interação com o sistema e melhoria da QEE.

VI. CONCLUSÕES

Considerando-se o cenário da desregulamentação que ainda se encontra a QEE, os avanços tecnológicos dos equipamentos, aumento da sensibilidade e principalmente, o crescente interesse na análise, monitoração e controle da QEE, a medição e quantificação dos distúrbios transformaram-se em uma necessidade das empresas de energia elétrica.

A metodologia proposta contribui como uma ferramenta de auxílio a determinação da causa de falhas, detecção de fenômenos

eletromagnéticos, monitoração e análise da QEE.

Nesta pesquisa apresenta-se inicialmente a identificação de quais parâmetros são os mais convenientes para avaliar de forma abrangente a QEE. Para tal, desenvolveu-se uma metodologia para detecção, análise e gerenciamento dos principais indicadores da QEE. Ainda, construiu-se o algoritmo numérico correspondente na plataforma *Matlab*.

A metodologia desenvolvida foi utilizada para detectar as variação de tensão, variação de frequência, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, transitórios, tensão de regime permanente e distorções da forma de onda. Obtendo-se as características (amplitude e duração) dos eventos podendo classificá-los de acordo com a norma IEEE 1159. Além disso, a própria classificação dos distúrbios serve como ferramenta para identificar a possível fonte causadora do distúrbio.

REFERÊNCIAS

- [1] Dugan, R. C.; McGranaghem, M. F.; Beaty, H. W. Electrical Power System Quality, Ed. McGraw-Hill, 1996.
- [2] IEEE Standards Board, IEEE Std 1159 - 1995 - Recommended Practice For Monitoring Electric Power Quality, USA, 1995.
- [3] ONS, Procedimentos de rede: Submódulo 2.2 - Padrões de Desempenho da Rede Básica, Brasil, 2002.
- [4] ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional _ PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Brasil, 2007.
- [5] Deckmann, S. M., "Flutuações de Tensão". Relatório para ANEEL/ONS N° 2 Fev. 1999.
- [6] Deckmann, S. M., Rocco, A "Medição de Cintilação pelo Método UIE". SNPTEE - GSP, Curitiba, 1989.
- [7] Marafão, F. P, Deckmann, S. M., and Luna, E.K. A novel frequency and positive sequence detector for utility applications and power quality analysis. ICREPQ, 2004.
- [8] Bollen, M. H. J.; Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions. [S.l.]: IEEE Press, 1999.
- [9] Oliveira, J. C. D. Projeto SIDAQEE - Capítulo II Qualidade de Energia Elétrica: Definição e Análise dos Itens de Qualidade - Universidade Federal de Uberlândia.
- [10] IEC, Electromagnetic compatibility (EMC), IEC Standard 61000 (series), International Electro technical Commission, 1990-2006.
- [11] Euro Norms, Voltage characteristics of the electricity supplied by public distribution systems, European/British Standard EM (Euro Norms) BS/EM 50160, CLC, BTTF68-6, 1994.
- [12] Leborgne, R. C. Voltage Sags: Single event characterization, system performance and source location. Tese de Doutorado – Chalmers University of Technology, 2007.
- [13] Fernandes, D. E. B. Uma metodologia de gerenciamento da Qualidade da Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Brasil, 1999.
- [14] Marques, C. A. G. Técnica de Detecção de Distúrbios para Monitoramento da Qualidade da Energia. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Juiz de Fora, Brasil, 2007.
- [15] IEEE STD 519 - 1992 - Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power System, USA, 1992.
- [16] Basic Measuring Instruments, "Handbook of Power Signatures", USA, 1993.

- [17]IEEE C62.41 - 1991 - Recommended Practice on Surge Voltages in Low-Voltage AC Power Circuits, USA, 1991.
- [18]LI, C., Tayjasanant, T., XU, W., & LIU, X., Method for voltage sag source detection by investigating slope of the system trajectory. IEEE, Procediment Generation Transmission Distribution, 150, 367 – 372, 2003.
- [19]Santoso, S., Power, E. J., & Hofmann, P., Power quality assessment via wavelet transform analysis IEEE Trans. on Power Delivery, 11, 924 - 930, 1996.
- [20]Lu, C. W., & Huang, S. J., An application of B-spline wavelet transform for notch detection enhancement, IEEE Trans. on Power Delivery, 19, 1419 - 1425, 2004.
- [21]IEC Publication 868. "Flicker meter - Functional and design specifications". Edition 1986.

