

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PROPOSTA DE PROCEDIMENTOS PARA A MEDIÇÃO
DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA EM UM
BARRAMENTO DE 230 kV DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL**

Dissertação submetida à
Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Jairo Luiz Canova

Porto Alegre, Dezembro de 2009

**PROPOSTA DE PROCEDIMENTOS PARA A
MEDIÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA
EM UM BARRAMENTO DE 230 kV DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL**

JAIRO LUIZ CANOVA

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

Fernando Soares dos Reis, Dr. Ing.
Orientador

Daniel Ferreira Coutinho, Dr. Eng.

Vicente Mariano Canalli, Dr. Ing.

PROPOSTA DE PROCEDIMENTOS PARA A MEDIÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA EM UM BARRAMENTO DE 230 kV DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Jairo Luiz Canova

Porto Alegre, Dezembro de 2009

Orientador: Fernando Soares dos Reis, Dr.

Área de Pesquisa: Sistemas de Energia, Eletrônica de Potência, Controle e Automação.

Palavras-Chaves: Harmônicas de tensão, Medição, Qualidade de Energia Elétrica, Gestão de Energia.

Número de Páginas: 169.

RESUMO: Esta dissertação tem como objetivo propor um conjunto de procedimentos de medida de desempenho de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) da Rede Básica (RB) do Sistema Interligado Nacional, notadamente os relacionados aos fenômenos de flutuação da tensão, de desequilíbrio da tensão e de distorção harmônica da tensão.

Almeja propor procedimentos para reduzir a lacuna existente entre as normas e as recomendações atualmente em vigor, referente aos distúrbios de tensão em sistemas de alta tensão (acima de 230 kV).

O objetivo é subsidiar os usuários da transmissão conectados ou que requeiram conexão à RB com um maior espectro de informações sobre a QEE nos pontos de conexão da RB permitindo, desta forma, um dimensionamento mais adequado das suas instalações. Este subsídio se daria através do fornecimento das informações sobre os limites de perturbação individual relativos aos indicadores de QEE de tensão.

Com estes procedimentos de medição destes indicadores de tensão, esta dissertação pretende contribuir no processo de ampliação do conceito de QEE em sistemas de tensão entre 230 kV e 750 kV. Esta contribuição não se limita a propor os procedimentos de medição, mas também recomenda um sistema de monitoração e acompanhamento dos distúrbios de tensão no sistema elétrico nacional.

Estes procedimentos foram validados em um estudo de caso referente à medição em uma barra de 230 kV realizada na subestação Porto Alegre 10 da CEEE GT (Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica) do Estado do Rio Grande do Sul (Brasil).

A PROPOSAL FOR ELECTRICAL POWER QUALITY MONITORING PROCEDURES IN 230 kV HIGH VOLTAGE BARS OF THE BRAZILIAN INTERCONNECTED POWER SYSTEM

Jairo Luiz Canova

Porto Alegre, December 2009

Thesis Advisor: Fernando Soares dos Reis, Dr.

Research Area: Power Systems, Power Electronics, Control and Automation.

Keywords: Voltage harmonics, High voltage bar, Power quality monitoring, Standardization.

Number of Pages: 169.

***ABSTRACT*:** The main goal of this thesis is to propose a set of procedures for monitoring power quality performance. The study is restricted to voltage perturbations in power systems such as unbalance, harmonics and fluctuations (flicker). Experimental data from the Brazilian power network is considered to validate the approach.

Moreover, this work aims in supplying a large amount of information on electric power quality to the electric power transmission users whether connected to the basic network or not. Starting from these indicators, it is possible to properly design power facilities.

A clear contribution of this proposal is to extend the electric power quality standards to high voltage power systems (equal or larger than 230 kV) using measurement procedures of the voltage pointers. The contribution is not limited to measurement procedures, but also it recommends a monitoring system considering the measurements available in power system substations and taking into account a voltage disturbance data base from a particular distribution company of the Brazilian electric system.

These procedures have been validated for a 230 kV bar of the power substation *Porto Alegre-10* from *CEEE-GT (Companhia Estatal de Energia Elétrica)*, in *Porto Alegre, Rio Grande do Sul*, Brazil.

Agradecimentos

É muito importante, salientar as dificuldades de apresentar uma dissertação de Mestrado, tendo que efetuar várias tarefas distintas quer seja, na universidade, no lar e nos empregos.

Um muito obrigado aos parentes e aos amigos.

Em especial a minha esposa Gladis e meus filhos, Joseane e Jairo Jr., que mais uma vez souberam tolerar a minha ausência.

Ao Prof. Dr. Fernando Soares dos Reis, por me aceitar e orientar, enfrentando com muito esforço e dedicação esta árdua tarefa.

A CEEE GT e ao Prof. Dr. Fausto Bastos Líbano, facilitadores deste curso de mestrado.

Aos colegas da CEEE GT e do CTE Parobé pelo auxílio e colaboração. Por fim, devo agradecer aos professores, funcionários e colegas da PUCRS, que me proporcionaram a oportunidade de adquirir mais conhecimentos.

Índice

ÍNDICE.....	7
ÍNDICE DE FIGURAS	10
ÍNDICE DE TABELAS	12
LISTA DE SIGLAS.....	13
CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO.....	15
1.1. PREFÁCIO	15
1.2. OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO	19
1.3. SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN.....	20
1.4. CONCLUSÕES	21
CAPÍTULO 2. GLOSSÁRIO E O CONCEITO DE QEE	23
2.1. INTRODUÇÃO	23
2.2. INSTITUIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO.....	25
2.3. TERMINOLOGIAS E DEFINIÇÕES DOS ITENS DE QUALIDADE.....	26
2.4. FLUTUAÇÃO OU OSCILAÇÕES DE TENSÃO.....	30
2.4.1. Definição, causas e efeitos das flutuações de tensão.....	30
2.4.2. Conceitos dos indicadores de flutuação de tensão	30
2.5. DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	31
2.6. HARMÔNICAS OU DISTORÇÕES NA SENÓIDE	32
2.6.1. Definição e descrição de distorção harmônica	32
2.6.2. Causas (fontes) das distorções harmônicas	33
2.6.3. Efeitos das harmônicas nas instalações elétricas.....	34
2.6.4. Valores limites para as harmônicas	36
2.6.4. Medidores de energia e as harmônicas	44
2.7. CONCLUSÕES	46
CAPÍTULO 3. PROPOSTA DE INDICADORES DE QEE.....	49
3.1. INTRODUÇÃO	49
3.2. PROCEDIMENTOS PARA ALCANÇAR OS OBJETIVOS.....	49
3.3. GLOSSÁRIO DOS AGENTES ENVOLVIDOS NA MEDIÇÃO.....	51
3.4. CUIDADOS A SEREM OBSERVADOS NAS MEDIÇÕES	51

3.4.1. Seleção do período de monitoramento	52
3.4.2. Seleção dos medidores	52
3.4.3. Conexão aos Transdutores de tensão.....	53
3.4.4. Calibração dos instrumentos de medição	55
3.4.5. Realização de testes mínimos no local da medição.....	56
3.4.5.1. Teste de amplitude do sinal	57
3.4.5.2. Teste da sequência de fases	57
3.4.6. Ruídos e interferências dos demais equipamentos da Subestação	58
3.5. DETERMINAÇÃO DA RESPOSTA EM FREQUÊNCIA DOS TRANSDUTORES	58
3.5.1. Tipos de Transdutores existentes e suas características	59
3.5.1.1. Transformadores de Potencial Capacitivo	59
3.5.1.2. Transformadores de Potencial Indutivo.....	61
3.5.1.3. Divisor Capacitivo de Potencial	61
3.5.1.4. <i>Tap</i> capacitivo de buchas de transformadores ou reatores de potencia.....	64
3.5.2. Determinação da resposta em frequência dos Transdutores.....	67
3.5.2.1. Transformadores de Potencial Capacitivo	67
3.5.2.2. Divisor Capacitivo de Potencial e Unidade Capacitiva conectada ao <i>tap</i> da bucha	68
3.6. PROPOSTA DE PROCEDIMENTOS PARA A MEDIÇÃO DO INDICADOR DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	70
3.6.1. Valor limite para o indicador de desequilíbrio de tensão	70
3.6.2. Medição dos indicadores de desequilíbrio de tensão	72
3.6.3. Forma de apresentação dos resultados das medições	73
3.7. PROPOSTA DE PROCEDIMENTO PARA A MEDIÇÃO DO INDICADOR DE FLUTUAÇÃO DE TENSÃO.....	76
3.7.1. Valor limite para o indicador de flutuação de tensão	77
3.7.2. Medição dos indicadores de flutuação de tensão.....	79
3.7.3. Forma de apresentação dos resultados das medições	82
3.8. PROPOSTA DE PROCEDIMENTO PARA A MEDIÇÃO DO INDICADOR DA DISTORÇÃO HARMÔNICA DE TENSÃO	86

3.8.1. Valores limites para o indicador de distorção harmônica de tensão.....	87
3.8.2. Medição dos indicadores de distorção harmônica de tensão.....	89
3.8.3. Forma de apresentação dos resultados das medições.....	92
3.9. EXPORTAÇÃO DE DADOS DAS MEDIÇÕES DOS INDICADORES....	97
3.10. CONCLUSÕES.....	97
CAPÍTULO 4. ESTUDO DE CASO – MEDIÇÃO DA QEE EM 230 KV.....	99
4.1. INTRODUÇÃO.....	99
4.2. GRANDEZAS MEDIDAS.....	99
4.3. TRANSDUTORES DE TENSÃO.....	99
4.4. EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO.....	103
4.5. RESULTADOS.....	104
4.5.1. Desequilíbrio de tensão.....	104
4.5.2. Flutuação de tensão.....	106
4.5.3. Distorção harmônica.....	111
4.6. CONCLUSÕES.....	118
CAPÍTULO 5. CONCLUSÕES.....	120
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	126
APÊNDICE A – RESULTADO COMPLETO DA MEDIÇÃO NA SE PAL 10.....	129
A.1. DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	130
A.2. FLUTUAÇÃO DE TENSÃO.....	133
A.3. HARMÔNICAS.....	146
APÊNDICE B - PROPOSTA DE TARIFAÇÃO.....	165
B.1. INTRODUÇÃO.....	165
B.2. PROPOSTA DE TARIFAÇÃO.....	166
B.3. ADMITÂNCIA EQUIVALENTE DE DISTORÇÃO.....	168
B.4. CONCLUSÕES.....	168

Índice de figuras

Figura 2.1 – Crescimento das cargas eletrônicas nos EUA	25
Figura 2.2 – Instituições envolvidas com a gestão do SIN	26
Figura 2.3 – Origem dos problemas de QEE do ponto de vista do consumidor.....	29
Figura 2.4 – Redução da vida útil em capacitores devido ao aumento da temperatura.....	35
Figura 3.1 – Conexão dos Equipamentos de Medição a uma fase e neutro de TPC	53
Figura 3.2 – Conexão dos Equipamentos de Medição a uma fase e neutro de DCP	54
Figura 3.3 – Transformador de Potencial Capacitivo	59
Figura 3.4 – Sistema de Medição de Resposta em Frequência de um TPC.....	60
Figura 3.5 – Modelo simplificado de um TPC	61
Figura 3.6 – Três unidades de Divisor Capacitivo de Potencial	62
Figura 3.7 – Detalhe da unidade capacitiva de baixa tensão	62
Figura 3.8 – Sistema de medição de resposta em frequência de um DCP ou de uma unidade capacitiva conectada ao <i>tap</i> da bucha de um transformador/reator	64
Figura 3.9 – Buchas de um transformador trifásico de alta tensão	65
Figura 3.10 – Detalhe de unidade capacitiva de baixa tensão conectada ao <i>tap</i> capacitivo da bucha.....	65
Figura 3.11 – Característica em frequência de um TPC	68
Figura 3.12 – Foto de um transformador de isolamento de 2 kVA	69
Figura 3.13 – Curva de resposta em frequência de um transformador de isolamento.....	69
Figura 3.14 – Diagrama do fluxo de dados para geração do relatório.....	73
Figura 3.15 – Exemplo de gráfico de linha mostrando a tendência do indicador K	74
Figura 3.16 – Exemplo de histograma do indicador K durante os sete dias de medição.....	75
Figura 3.17 – Curva de $Pst = 1$ para variações retangulares de tensão.....	77
Figura 3.18 – Diagrama funcional do flickerímetro	80
Figura 3.19 – Diagrama de fluxo de dados para geração de relatório	83
Figura 3.20 – Exemplo de gráfico tipo linha com valores de Pst medidos na fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana.....	84
Figura 3.21 – Exemplo de gráfico tipo linha com valores de Plt medidos na fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana.....	84
Figura 3.22 – Exemplo de histogramas com valores de Pst medidos na fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana	85
Figura 3.23 – Exemplo de histogramas com valores de Plt medidos na fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana	86

Figura 3.24 – Diagrama de fluxo de dados para geração de relatório	92
Figura 3.25 – Exemplo de gráfico tipo linha com valores de $THDV$ medidos na fase A	93
Figura 3.26 – Exemplo de gráfico tipo linha com valores de V_3 medidos na fase A.....	94
Figura 3.27 – Exemplo de histogramas com valores de $THDV$ medidos na fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana.....	95
Figura 3.28 – Exemplo de histogramas com valores de V_3 medidos na fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana	96
Figura 4.1 – Curvas de resposta em frequência do TPI com relação 1200:1 e cabo com blindagem até o medidor.....	100
Figura 4.2 – Curvas de resposta em frequência do TPI com relação 2000:1 e cabo comum (sem blindagem) até o medidor	101
Figura 4.3 – Curvas de resposta em frequência do TPC com relação 1200:1 e cabo comum (sem blindagem) até o medidor	102
Figura 4.4 – TPCs utilizados na medição da SE PAL 10 - 230 kV	103
Figura 4.5 – Medidores instalados na SE PAL 10 para a medição realizada	103
Figura 4.6 – Desequilíbrio de tensão – TPC	105
Figura 4.7 – Histograma para o desequilíbrio de tensão – TPC	106
Figura 4.8 – Pst por fase – TPC	106
Figura 4.9 – Histograma para Pst na fase A – TPC	109
Figura 4.10 – Plt por fase – TPC	110
Figura 4.11 – Histograma para Plt na fase A – TPC	110
Figura 4.12 – Distorção harmônica total de tensão por fase – TPC	115
Figura 4.13 – Distorção harmônica total de tensão na fase B – TPC	116
Figura 4.14 – Resultado da medição de desequilíbrio de tensão na SE PAL 10.....	117
Figura 4.15 – Resultado da medição de flutuação de tensão na SE PAL 10.....	117
Figura 4.16 – Distorção harmônica total de tensão na fase B – TPC	118

Índice de tabelas

Tabela 2.1 – Limites da IEC para as harmônicas de corrente.....	38
Tabela 2.2 – Limites individuais da IEC para as harmônicas de corrente.....	39
Tabela 2.3 – Limites individuais da IEC para as harmônicas de corrente considerando a potência de curto-circuito	40
Tabela 2.4 – Limites individuais da IEC para as harmônicas de corrente em equipamentos trifásicos.....	40
Tabela 2.5 – Limites da IEE para as harmônicas de corrente em Sistemas de Distribuição (120 V a 69 kV)	41
Tabela 2.6 – Limites da IEEE para as harmônicas de corrente em Sistemas de Subtransmissão (69 kV a 161 kV)	42
Tabela 2.7 – Limites da IEEE para as harmônicas de corrente em Sistemas de Geração e Co-geração isolados (qualquer tensão) e Sistemas de Transmissão (> 161 kV)	42
Tabela 2.8 – Limites individuais e globais da IEEE para as harmônicas de tensão	42
Tabela 2.9 – Limites globais do Prodinst para as harmônicas de tensão	43
Tabela 2.10 – Limites individuais do Prodinst para as harmônicas de tensão de ordem ímpares	43
Tabela 2.11 – Limites individuais do Prodinst para as harmônicas de tensão de ordem par.....	44
Tabela 3.1 - Limites de severidade da flutuação de tensão.....	77
Tabela 3.2 – Qualidade da tensão quanto a flutuação.....	78
Tabela 3.3 – Valores típicos dos Fatores de Transferência	78
Tabela 3.4 – Ajustes para medição de flutuação em função do nível da tensão secundária.....	81
Tabela 3.5 – Resumo dos indicadores de flutuação de tensão	86
Tabela 3.6 – Abreviaturas utilizadas para os indicadores de harmônicas.....	86
Tabela 3.7 – Limites inferiores de distorção harmônica de tensão para a RB.....	88
Tabela 3.8 – Resumo dos indicadores de distorção harmônica de tensão	96
Tabela 4.1 – Níveis de desequilíbrio de tensão.....	107
Tabela 4.2 – Percentuais limites para a flutuação de tensão.....	107
Tabela 4.3 – Níveis de flutuação de tensão.....	107
Tabela 4.4 – VTCD registradas no período de medição	108
Tabela 4.5 – Proposta para os valores de limite superior de distorção harmônica de tensão individual para a RB	111
Tabela 4.6 – Níveis de distorção harmônica medidos para a fase A	113
Tabela 4.7 – Níveis de distorção harmônica medidos para a fase B.....	113
Tabela 4.8 – Níveis de distorção harmônica medidos para a fase C.....	114

Lista de siglas

AC	<i>Alternate Current</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BD	Banco de dados
CA	Corrente Alternada
CBEMA	<i>Computer and Business Equipment Manufacturers Associaton</i>
CC	Corrente Contínua
CCAT	Estações conversoras de sistemas de transmissão em CC a alta tensão
CEA	<i>Canadian Electricity Association</i>
CEEE GT	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
CENELEC	Comitê Europeu para a Normalização Eletrotécnica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
DC	<i>Direct Current</i>
DCP	Divisor Capacitivo de Potencial
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora
EN	Normas Européias
EUA	Estados Unidos da América
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos de interrupções
<i>FP</i>	Fator de Potência
<i>FT</i>	Fator(es) de Transferência
GPS	<i>Global Positioning System</i>
I_3	Corrente harmônica de 3ª ordem expressa em percentual da fundamental
I_c	Corrente de carga
I_{cc}	Corrente de curto circuito
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical an Electronics Engineers</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia
K	Divisão entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva da tensão expressa em percentual

MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
<i>Plt</i>	<i>Probability Long Term</i>
Prodist	Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional
<i>Pst</i>	<i>Probability Short Term</i>
pu	Por unidade
PUCRS	Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RB	Rede Básica
RF	Rádio Frequência
rms	<i>root mean square</i> (valor eficaz)
<i>Rsc</i>	Potência de curto circuito
SAI	Sistemas de Alimentação Ininterrupta
SE PAL 10	Subestação Porto Alegre nº 10
SIN	Sistema Interligado Nacional
TDF	Transformada Discreta de Fourier
<i>THD</i>	Distorção Harmônica Total
<i>THDI</i>	Distorção Harmônica Total de Corrente
<i>THDV</i>	Distorção Harmônica Total de Tensão
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
TPI	Transformador de Potencial Indutivo
TRF	Transformada Rápida de Fourier
V_3	Tensão harmônica de 3ª ordem expressa em percentual da fundamental
<i>VTCD</i>	Varição da Tensão de Curta Duração
W3C	<i>World Wide Web Consortium</i>
XML	<i>Extensible Markup Transform</i>

Capítulo 1. Introdução

1.1. Prefácio

O Ministério de Minas e Energia (MME) do governo federal do Brasil tem como prioridade a disponibilidade de energia, em qualquer um dos ramos da matriz energética, principalmente em virtude do racionamento por escassez de energia elétrica ocorrido no passado recente do Brasil.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada pela Lei nº 9427 de 1996, tem como prioridade a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), através da implantação de reforços que garantam a robustez e, portanto, a continuidade do SIN, mesmo na ocorrência da falta de um componente, como por exemplo, o chamado critério N-1 [1], que preconiza que o sistema deve suportar a perda de um elemento da rede sem desligamento de carga, sem perda de estabilidade do sistema, sem violação de padrões de grandezas elétricas e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações.

A Europa é a região do planeta mais avançada no quesito normas de qualidade de energia elétrica, uma vez que a norma EN 50160 [2] foi oficialmente adotada por vários países [3].

Nos Estados Unidos da América (EUA), muitas concessionárias têm adotado as recomendações do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) como, por exemplo, a IEEE 519 [4]. Estas recomendações não têm força de norma e servem apenas como referência. As concessionárias raramente incluem cláusulas sobre Qualidade de Energia Elétrica (QEE) nos contratos com seus clientes. Entretanto, o clima de desregulamentação pode significar que estes contratos possam conter, em breve, cláusulas de qualidade de energia [3].

Esta dissertação é baseada principalmente nos Padrões de Desempenho da Rede Básica pertencente ao Sistema Interligado Nacional (SIN) do Operador Nacional do Sistema (ONS) [1].

Estão em andamento conversações entre o IEEE e a *International Electrotechnical Commission* (IEC), buscando um alinhamento dos trabalhos desenvolvidos no âmbito de ambas as organizações. Tais processos, no entanto, são demorados, devido aos grandes interesses econômicos envolvidos.

Para ambientes industriais, o enfoque do IEEE parece mais consistente do que o do IEC. No entanto, a proposta do IEEE parece pouco adequada no cenário atual no qual se registra um grande aumento das cargas não lineares de uso doméstico (televisores, computadores, lâmpadas fluorescentes, etc.), ou seja, na situação em que a distorção da tensão começa a sofrer influência dos consumidores domésticos.

O objetivo da IEC é garantir que cada equipamento apresente uma reduzida distorção, o que garantirá um bom comportamento no conjunto de cargas. No que se refere à regulamentação brasileira, muito mais tolerante do que as recomendações do IEEE, deve-se perguntar sobre o possível impacto de distorções significativas em diversos processos que dependem de uma baixa distorção da forma de onda da tensão.

A ausência de uma definição de distorção da corrente é um problema importante para a identificação de responsabilidades. Adicione-se a isso o fato de que a distorção da corrente é, para muitas cargas eletrônicas, dependente da distorção de alinhamento da tensão. Ou seja, se a rede se encontra com elevada distorção de tensão, este desnível pode induzir ao aumento da distorção da corrente, o que seria, assim, responsabilidade da concessionária, e não do consumidor.

Apresenta-se, a seguir, uma síntese dos principais enfoques e recomendações adotados pelos organismos internacionais, referidos anteriormente, no que tange ao tema desta dissertação.

Enfoque do IEEE 519 [4]: O aspecto fundamental deste trabalho é a divisão da responsabilidade do problema de harmônicas entre consumidores e concessionárias. Neste caso, os limites de distorções de tensão no ponto de ligação são de responsabilidade da concessionária, e os limites de distorção de corrente, neste mesmo ponto, são de responsabilidade dos consumidores.

Para a aplicação dos limites, é sugerida a utilização de gráficos oriundos da função de distribuição de probabilidade, e da função de distribuição de probabilidade acumulada. Contudo, o documento dirigido ao consumidor não é suficientemente claro quanto às definições destas funções, o que acarreta dificuldades marcantes quando da tentativa da aplicação desta norma.

Enfoque da Norma Européia EN 50160 [2]: Esta norma fornece as principais características da tensão, no ponto de entrega ao consumidor, em baixa e média tensão, sob condições normais de operação. O período de observação é de uma semana, onde 95% dos

valores medidos deverão estar dentro dos níveis de compatibilidade fixados pela norma. A maioria dos parâmetros é medida como valores médios durante 10 minutos. Esta norma não fornece subsídios para o cálculo do valor equivalente com probabilidade de 95% de não ser excedido, bem como para o cálculo do valor médio.

Enfoque da IEC 61000: Os trabalhos da IEC [5] [6] [7] [8] [9] [10] e [11] são uma referência mundial para as medições do nível de harmônicas em sistemas de distribuição e utilizam o índice denominado distorção harmônica total de tensão (*THDV – Voltage Total Harmonic Distortion*) para a avaliação do grau das distorções harmônicas de tensão presentes nos sistemas elétricos.

A norma da IEC 61000-4-7 [7] distingue três categorias de harmônicas quanto às janelas de observação: quase estacionária, flutuantes, e rapidamente variáveis. O tratamento oferecido a cada uma destas categorias utiliza processos voltados à obtenção da resultante harmônica para cada ordem, considerando-se a dinâmica do sistema.

Enfoque Brasileiro: A recomendação brasileira se faz através dos Procedimentos de Rede do ONS [1], e estes sugerem limites harmônicos (globais e por consumidor) para sistemas de tensões inferiores e superiores a 69 kV, conforme detalhado mais adiante nesta dissertação.

Em relação às inter-harmônicas, apesar de não serem abordadas nesta dissertação, cabe salientar que os seus limites também não estão bem estabelecidos internacionalmente. Um limite de tensão inter-harmônica de 0,2% da tensão fundamental é apresentado na IEC 61000-2-2 [11] baseado no seguinte condicionamento:

- a) Evitar riscos de incidência de interferências em sistemas de comunicação de baixa frequência (controle de ondulações);
- b) Evitar riscos de incidência de *Flicker*¹ em lâmpadas e aparelhos de vídeo.

A norma européia EN 50160 [2] do CENELEC (Comitê Europeu para a Normalização Eletrotécnica) não possui, até o momento, limites estabelecidos para tensões inter-harmônicas.

Além de fixar limites aceitáveis para as harmônicas e inter-harmônicas, protocolos de medição também devem ser mais bem definidos e, para tanto, uma revisão da norma IEC 61000-4-7 [7] é esperada para dirimir esse assunto.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico, criado pelo Decreto Lei nº 5081 de 2004 está implantando mecanismos para monitorar a QEE. Este monitoramento está sendo

¹ Resposta do sistema de iluminação devido à flutuação de tensão.

implantado gradualmente pelo ONS. Os monitoramentos já implantados são realizados através dos indicadores de continuidade de serviço (sem tensão por um período igual ou maior do que um minuto) e de variação de frequência [1]. O conjunto de indicadores de desempenho do SIN pode ser separado em dois blocos: os indicadores de continuidade nos pontos de controle da Rede Básica e os indicadores de qualidade da operação.

Os indicadores de continuidade do serviço na Rede Básica de transmissão são apurados pelo ONS desde 2000, nas instalações que formam a fronteira entre a Rede Básica de transmissão e as demais instalações do sistema. Os indicadores mais utilizados são a Duração da Interrupção do Ponto de Controle e a Frequência da Interrupção do Ponto de Controle. Esses parâmetros evidenciam a eficiência dos serviços prestados pelos transmissores e pelo ONS, assim como o nível de redundância de suas instalações.

Os indicadores de qualidade da operação mostram a evolução do número de perturbações no sistema e de seu impacto sobre o atendimento aos consumidores. Faz parte desse conjunto o número de perturbações que resultaram em cortes de carga, o índice de robustez do sistema, que é a relação entre o número de perturbações sem corte de carga e o total de perturbações em um dado período, e a energia não suprida.

No concernente aos indicadores de tensão, o ONS está implantando sistemas de monitoramento da variação de tensão (evento aleatório de tensão caracterizado por desvio significativo, por curto intervalo de tempo, do valor eficaz da tensão). A variação temporária de tensão compreende os eventos com duração superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto. Estes indicadores são conhecidos como: interrupção, afundamento e elevação temporária de tensão.

Tendo em vista o exposto, e visando propor uma ampliação do conceito de QEE, adotado pelo ONS, o estudo desenvolvido no âmbito desta dissertação de mestrado almeja propor um conjunto de procedimentos de medição de outros indicadores de tensão da Rede Básica (RB) do SIN. Os indicadores contemplados neste estudo são os seguintes:

- a) Flutuação de tensão²;
- b) Desequilíbrio de tensão;
- c) Distorção harmônica de tensão.

Nesta proposta de medição do desempenho da RB foi priorizada, tanto quanto possível, a utilização dos recursos de medição já disponíveis, no ONS e nos agentes de transmissão,

² Resposta do sistema de energia para variações de carga.

como por exemplo, o sistema de medição para faturamento. Tais recursos serão integrados e complementados por outros, quando necessário, no sentido de atender aos requisitos dos procedimentos que serão apresentados de forma detalhada visando a inclusão dos indicadores propostos.

1.2. Objetivos da dissertação

Esta dissertação pretende propor procedimentos a serem seguidos na medição dos indicadores de flutuação, de desequilíbrio e de distorção harmônica de tensão na RB do SIN. Estes procedimentos foram demonstrados em um estudo de caso referente à medição em uma barra de 230 kV pertencente a RB do SIN realizada na subestação Porto Alegre 10 (SE PAL 10) da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE GT).

Este estudo busca contribuir no processo de ampliação do conceito de QEE no Sistema Nacional (sistema robusto de tensão entre 230 kV e 750 kV) visando propor um conjunto de procedimentos para a medição da qualidade da energia elétrica na RB do SIN. Esta contribuição não se limita a propor indicadores, mas também recomenda um sistema de monitoramento e acompanhamento dos distúrbios de tensão no sistema elétrico. Os indicadores destes distúrbios a serem medidos são os relacionados aos fenômenos de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica da tensão, e devem ser obtidos através de campanhas de medição que têm como objetivo identificar os barramentos da RB, cujos indicadores não estejam em conformidade com os limites estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS [1].

Nos Procedimentos de Rede do ONS [1], em seu submódulo 2.1 – Visão geral dos Requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho da RB e de seus componentes, estabelece em seu item 4 que “Devem ser atendidas as prescrições das normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT. Caso essas normas não sejam aplicáveis, parcial ou integralmente, devem ser atendidas as normas técnicas da *International Electrotechnical Commission* – IEC, *American National Standards Institute* – ANSI, *American Society for Testing and Materials* – ASTM ou *National Electrical Safety Code* – NESC, nesta ordem de prioridade, a não ser que se indique expressamente outra ordem”.

A ABNT não possui normas pertinentes ao assunto até a presente data. As recomendações da IEC e da ANSI (IEEE), em especial esta última (devido a mesma ser uma

entidade dos EUA similar ao INMETRO no Brasil), foram amplamente abordadas neste trabalho. As normas ASTM não se aplicam ao presente estudo, possuindo um enfoque mais para o setor mecânico da engenharia. As recomendações do NESC também não possuem foco para a QEE até o momento, sendo mais voltadas para equipamentos elétricos e para os sistemas de aterramento.

O presente trabalho almeja reduzir a lacuna existente entre as normas e as recomendações citadas em 1.1 (Prefácio) referentes aos distúrbios de tensão em sistemas de alta tensão (acima de 230 kV), a fim de subsidiar os usuários da transmissão conectados ou que requeiram conexão à RB com um maior espectro de informações sobre a QEE nos pontos de conexão da RB, permitindo desta forma um dimensionamento mais adequado das suas instalações. Este subsídio se daria através do fornecimento das informações sobre os limites de perturbação individual relativos aos indicadores de QEE.

As metodologias e os procedimentos de medição dos referidos indicadores de tensão serão obtidos mediante campanhas de medição. Salienta-se que os Procedimentos de Rede do ONS [1] fazem a distinção de dois tipos de campanhas de medição:

- a) Campanha Normal – Os indicadores serão apurados em intervalos de 10 minutos durante sete dias consecutivos, os resultados enviados para o ONS e disponibilizados para todos os agentes de transmissão.
- b) Campanha Extraordinária – Nas barras da Rede Básica onde houver registro de reclamações ou onde a presença de cargas não lineares ou especiais, cujo desempenho implique na ocorrência de valores expressivos dos indicadores, pode ser utilizada campanha de medição contínua. Os indicadores serão apurados em intervalos de 10 minutos durante um período de tempo a ser definido entre o ONS e a concessionária proprietária da barra.

Esta dissertação pretende apenas tratar da definição das metodologias e procedimentos a serem adotados nas campanhas normais de medição, tendo aqui como objetivo a definição de metodologia para a campanha extraordinária. No entanto, destaca-se que estes procedimentos podem ser também aplicados a estas campanhas de medição.

1.3. Sistema Interligado Nacional - SIN

O SIN é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil. É um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com

múltiplos proprietários, com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial.

Em 2008, a capacidade instalada no SIN alcançou a potência total de 89.075 MW (a capacidade instalada do SIN não conta com as usinas que tenham sua capacidade instalada menor que 30 MW), dos quais 74.370 MW em usinas hidrelétricas (incluindo 7.000 MW correspondentes a 50% da capacidade instalada de Itaipu destinada ao mercado brasileiro) e 14.277 MW em usinas térmicas (incluindo 2.007 MW de origem nuclear) [1].

Por definição, a Rede Básica é composta por linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação com tensão entre 230 kV a 750 kV. A rede básica de transmissão possui uma extensão de 90.316 km e uma capacidade de transformação (soma da potencia nominal de todos os transformadores) de 210.112 MVA [1].

1.4. Conclusões

Neste capítulo foi realizada uma breve introdução à proposta desta dissertação onde foram abordados os indicadores que afetam a qualidade dos serviços prestados aos usuários da transmissão conectados à RB do SIN, como, por exemplo: os indicadores de continuidade do serviço, os indicadores de qualidade da operação e os indicadores de tensão. Foram citadas as principais normas que tratam este assunto. Os indicadores relacionados com a qualidade de energia selecionados para estudo no presente trabalho são os seguintes: Indicadores de desequilíbrio da tensão, indicadores de flutuação da tensão e indicadores de distorção harmônica de tensão.

Assim, o capítulo 1 apresenta uma introdução ao trabalho e busca situar o leitor com relação ao problema que está sendo estudado.

O capítulo 2 apresenta uma introdução à QEE na qual são apresentados e definidos os principais conceitos envolvidos neste trabalho, abordando em especial os conceitos relacionados aos indicadores de tensão (de flutuação, de desequilíbrio e de distorção harmônica).

O capítulo 3 aborda a proposta para a análise de metodologias e procedimentos de medição dos indicadores de desempenho de QEE. Neste capítulo serão abordados os seguintes tópicos, a saber:

- a) Cuidados a serem observados nas medições: descreve aspectos práticos relevantes à adequação das medições, calibração dos instrumentos, conexões, ruídos e escolha dos equipamentos de medição;
- b) Determinação da Resposta em Frequência dos Transdutores: aborda os tipos de transdutores de tensão existentes na Rede Básica bem como alternativas que podem ser empregadas na medição, metodologias existentes de levantamento das características e a metodologia proposta pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [12];
- c) Flutuação, desequilíbrio de tensão e distorção harmônica de tensão: aborda o fenômeno em análise, os indicadores a serem medidos, os requisitos deste tipo de medição, as características mínimas dos instrumentos a serem empregados e a apresentação dos resultados de forma padronizada através da exportação de dados para carregamento no banco de dados do ONS.

O capítulo 4 apresenta um estudo de caso referente às medições de QEE na barra de 230 kV da subestação PAL 10, com o objetivo de validar a proposta apresentada no capítulo 3. Os valores obtidos nestas medições serão comparados com os limites previstos nos Procedimentos de Rede estabelecidos pelo ONS. Será ainda realizada uma comparação entre os métodos analisados, confrontando as formas de medição dos indicadores de qualidade de tensão propostos e modelados conforme abordado no capítulo 3, analisando e discutindo a precisão dos resultados, os custos envolvidos, as limitações encontradas e os beneficiários destes procedimentos na medição destes indicadores.

Finalmente, o capítulo 5 apresenta as conclusões finais, considerações gerais acerca do trabalho desenvolvido e aponta uma sugestão para um trabalho futuro de continuidade da proposta desta dissertação.

Capítulo 2. Glossário e o conceito de QEE

2.1. Introdução

Este capítulo pretende apresentar o conceito de qualidade de energia elétrica e como este conceito tem se modificado ao longo dos últimos anos. Foram incorporados novos parâmetros para a sua determinação, originados por meio de normas estabelecidas no âmbito nacional e internacional, exigindo que as empresas do setor elétrico estejam constantemente adequando-se a estas novas regras.

Será apresentada uma breve revisão bibliográfica aplicada ao assunto desta dissertação, os parâmetros e os valores limites e de referências das diversas normas internacionais (IEC 61000-3-2 [9], 61000-3-4 [10] e IEEE 519 [4]), comparados com os valores e limites propostos pelo ONS em seus Procedimentos de Rede [1].

Os fenômenos dos distúrbios elétricos serão abordados para situar o leitor sobre os problemas encontrados no sistema elétrico. Adicionalmente, se tratará a evolução dos estudos realizados no âmbito dos organismos reguladores internacionais e nacionais. Os indicadores adotados e as limitações que estas normas apresentam com relação a mensuração dos distúrbios de QEE também serão objeto de estudo.

O SIN é responsável pelo atendimento de aproximadamente 98% do mercado brasileiro consumidor de energia elétrica. A RB de transmissão compreende as tensões de 230 kV a 750 kV. A operação integrada do SIN está ocorrendo dentro dos padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS [1], objetivando atender simultaneamente aos requisitos de segurança elétrica e à minimização dos custos operativos. Entretanto, é crescente a demanda pela melhoria da qualidade dos serviços de energia elétrica, com os consumidores exigindo uma pronta atuação do órgão regulador, em benefício da sociedade.

Até o momento, o processo de monitoramento da qualidade do serviço oferecido pelas concessionárias baseou-se, principalmente, na coleta e no processamento dos dados de interrupção e frequência do fornecimento de energia elétrica (duração da interrupção - DEC e frequência da interrupção - FEC) informados periodicamente pelas Empresas Concessionárias à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Os dados são tratados e avaliados pela ANEEL que verifica o desempenho das concessionárias. Existe a necessidade de implantação

de um sistema de acompanhamento da qualidade da energia elétrica e de como medir os indicadores da qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de energia.

O conceito de QEE está relacionado a um conjunto de alterações que podem ocorrer no sistema elétrico. Uma boa definição para o problema de qualidade de energia é encontrada em Ribeiro [3]: "Qualquer problema de energia manifestada na tensão, corrente ou nas variações de frequência que resulte em falha ou má operação de equipamentos de consumidores". Tais alterações podem ocorrer em várias partes do sistema de energia, seja nas instalações de consumidores ou no sistema supridor da concessionária.

Ainda segundo Ribeiro [3], estes problemas vêm se agravando rapidamente em todo o mundo por diversas razões, das quais destacamos duas:

- a) Instalação cada vez maior de cargas não lineares³ poluindo o sistema de alimentação, conforme exemplo da Figura 2.1. O crescente interesse pela racionalização e conservação da energia elétrica tem aumentado o uso de equipamentos que, em muitos casos, aumentam os níveis de distorções harmônicas e podem levar o sistema a condições de ressonância;
- b) Potencial de prejuízos possíveis. Em alguns ramos de atividade, como as indústrias têxteis, siderúrgicas e petroquímicas, os impactos econômicos da qualidade da energia são enormes. Nestes setores, uma interrupção elétrica de até 1 minuto pode ocasionar prejuízos de até US\$ 500 mil nos EUA [3]. E diante deste potencial de prejuízos possíveis, fica evidente a importância de uma análise e diagnóstico da qualidade da energia elétrica, no intuito de determinar as causas e as consequências dos distúrbios no sistema, além de apresentar medidas técnicas e economicamente viáveis para solucionar o problema.

³ Cargas não lineares são aquelas em que, submetidas a uma onda de tensão puramente senoidal apresentam uma onda de corrente não senoidal, segundo o IEEE [13].

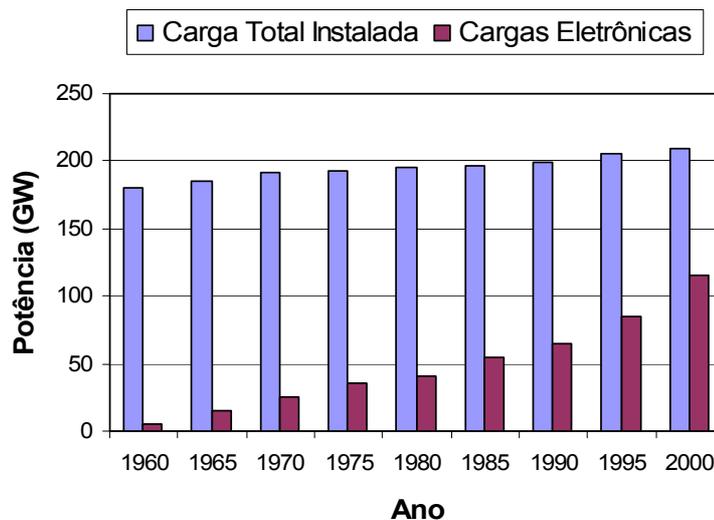


Figura 2.1 – Crescimento das cargas eletrônicas nos EUA

É importante salientar também, que os equipamentos que apresentam comportamento de carga não linear (ou eletrônicas) estão cada vez mais presentes nas instalações. Afortunadamente estes equipamentos possuem uma maior robustez aos distúrbios gerados na rede elétrica devido a problemas de QEE. Assim, uma revisão destes índices com relação às normas vigentes pode ser necessária.

2.2. Instituições do Setor Elétrico

A Figura 2.2 mostra as instituições envolvidas com a gestão (planejamento e operação) do SIN, bem como as principais leis e decretos-leis da legislação do setor elétrico brasileiro.

Instituições do Setor Elétrico

Leis nº 10.848/2004 e nº 10.847/2004

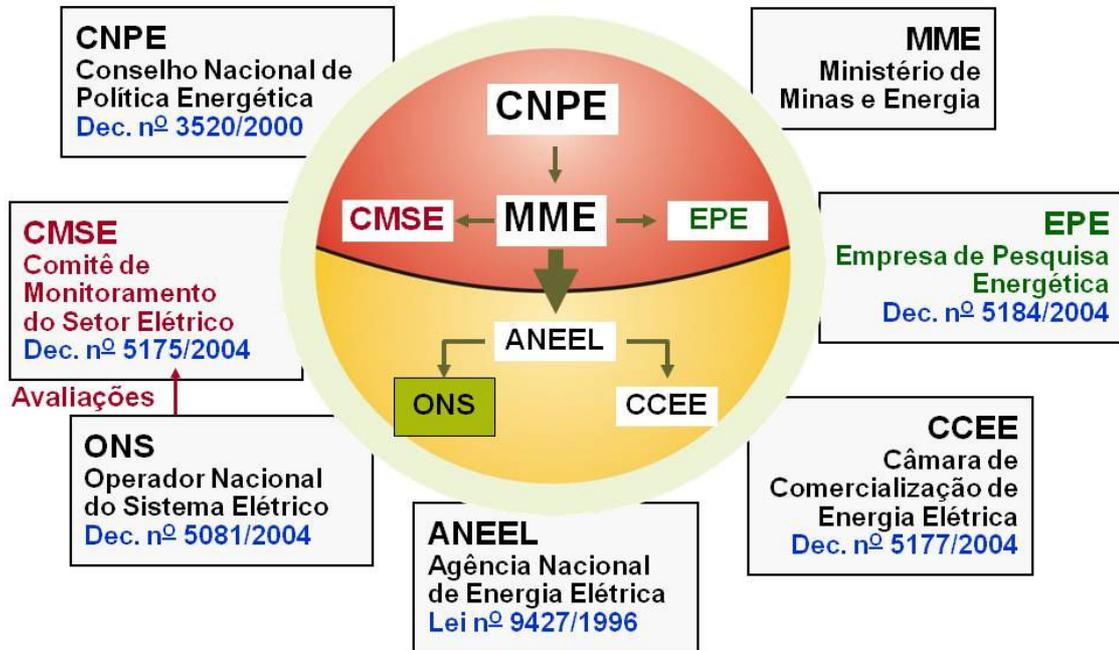


Figura 2.2 – Instituições envolvidas com a gestão do SIN

2.3. Terminologias e definições dos itens de qualidade

A qualidade de energia elétrica pode ser conceituada como o fornecimento de energia e aterramento adequados visando à operação correta de um equipamento conforme a norma IEEE 1159 [13]. Já em *Bollen* [14], a qualidade de energia é dividida em 5 conceitos:

- Qualidade de tensão: focada nos desvios de tensão de um padrão ideal. Este padrão ideal seria uma onda de tensão senoidal com amplitude e frequência constantes.
- Qualidade de corrente: termo complementar à qualidade de tensão; focada nos desvios de corrente de um padrão ideal. Este padrão ideal, conforme a tensão, seria uma onda de corrente senoidal com amplitude e frequência constantes.
- Qualidade de potência: combinação entre a qualidade de tensão e a qualidade de corrente.
- Qualidade de fornecimento: combinação da qualidade de tensão com aspectos não-técnicos de interação (atendimento, satisfação do cliente, etc.) entre a rede de fornecimento elétrico e seus consumidores.

- e) Qualidade de consumo: termo complementar da qualidade de fornecimento, enfocando nas responsabilidades do consumidor quanto à correta utilização da energia elétrica.

De acordo com Gama e Oliveira [15], “a qualidade de energia elétrica pode ser definida como a ausência relativa de variações de tensão provocadas pelo sistema da concessionária, particularmente a ausência de desligamentos, de flutuações de tensão, de surtos e harmônicos (este último pelo lado do cliente), medidos no ponto de entrega de energia (fronteira entre as instalações da concessionária sob o ponto de vista do consumidor)”.

Dugan et al [16] conceituam a qualidade de energia elétrica como sendo qualquer problema manifestado na tensão, corrente ou frequência que resultará em falha ou operação inadequada em equipamento de consumidores. Definem os principais problemas associados à qualidade de energia elétrica:

- a) Transitórios
 - Impulsivo: impulso sem alteração na frequência de estado permanente da tensão e corrente, sendo unidirecional;
 - Oscilação: oscilações sem alteração na frequência de estado permanente da tensão e corrente, ocorrendo em valores positivos e negativos.
- b) Variações de tensão de longa duração
 - Sobretensão: aumento no valor eficaz da tensão em 10% ou mais para uma duração mínima de 1 minuto;
 - Subtensão: diminuição no valor eficaz da tensão em 10% ou mais para uma duração mínima de 1 minuto;
 - Interrupção sustentada: quando a tensão de alimentação permanece em zero por um período maior que 1 minuto.
- c) Variações de curta duração
 - Interrupções: tensão de alimentação ou corrente de carga esteja abaixo de 0,1 pu por um período menor que 1 minuto;
 - Subtensões: diminuição para valores entre 0,1 e 0,9 pu da tensão ou corrente eficaz para durações entre 0,5 ciclo e 1 minuto;
 - Sobretensões: aumento para valores entre 1,1 e 1,8 pu da tensão ou corrente eficaz para durações entre 0,5 ciclo e 1 minuto.

- d) Desbalanceamento: Desvio máximo da média das três tensões ou correntes de fase dividida pela média das três tensões ou correntes de fase, expresso em porcentagem. A melhor análise seria através de componentes simétricas, pois a taxa de componentes de sequência negativa e positiva em relação à sequência positiva daria o desbalanceamento para um dado sistema.
- e) Distorção da forma de onda
- Nível de corrente contínua (*DC offset*): presença de tensão ou corrente contínua no sistema elétrico;
 - Harmônicas: tensões ou correntes de frequências múltiplas à fundamental presente na forma de onda de tensão ou corrente;
 - Inter-harmônicas: tensões ou correntes em frequências não inteiras à fundamental presente na forma de onda de tensão ou corrente;
 - Cortes (*Notching*): distúrbio periódico de tensão causado pela operação de componentes eletrônicos de potência quando ocorre comutação de uma fase para outra;
 - Ruído: sinais indesejáveis em grandes frequências, abaixo de 200 kHz, superpostas à tensão ou corrente nos condutores de fase.
- f) Flutuação de tensão: Variações sistemáticas na tensão cuja amplitude não exceda a faixa de 0,9 a 1,1 pu do valor eficaz de tensão.
- g) Variações na frequência da rede: Desvios na frequência fundamental da rede. Cintilação luminosa (*Flicker*) seria um fenômeno associado a este problema, caracterizando-se como uma flutuação na iluminação.

De acordo com Ribeiro [3], na ótica do consumidor, talvez seja mais simples e adequado utilizar simplesmente a palavra distúrbios para englobar todos os fenômenos que afetam a qualidade da energia elétrica. Estes distúrbios podem ter origem na energia elétrica entregue pela concessionária de energia, ou na rede interna de distribuição (incluindo os equipamentos ali instalados) do próprio consumidor. A Figura 2.3 mostra a origem dos problemas de qualidade de energia, quando analisada sob a ótica do consumidor.

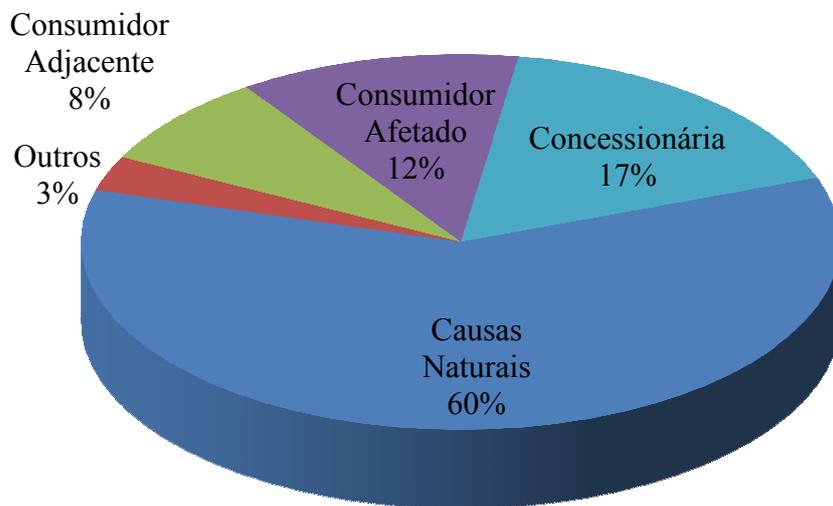


Figura 2.3 – Origem dos problemas de QEE do ponto de vista do consumidor

Ribeiro [3] classifica os itens de qualidade (distúrbios) conforme segue:

- a) Transitórios, dos tipos impulsivos ou oscilatórios;
- b) Variações de tensão de curta duração, que podem ser instantâneas, momentâneas, ou temporárias;
- c) Variações de tensão de longa duração, que podem ser de três tipos: interrupções, subtensões ou sobretensões sustentadas;
- d) Desequilíbrio de tensão, causados por má distribuição de cargas monofásicas, e que fazem surgir no circuito tensões de sequência negativa;
- e) Distorções da senóide, que podem ser classificadas em cinco tipos: nível de corrente contínua (CC), harmônicas, inter-harmônicas, cortes (*notching*) e ruídos;
- f) Oscilações de tensão, que são variações sistemáticas dos valores eficazes da tensão de suprimento (dentro da faixa compreendida entre 0,95 e 1,05 pu), e que podem ser aleatórias, repetitivas ou esporádicas;
- g) Variações da frequência do sistema, que são definidas como sendo desvios no valor da frequência fundamental deste sistema (60 Hz na RB do SIN).

2.4. Flutuação ou oscilações de tensão

2.4.1. Definição, causas e efeitos das flutuações de tensão

As flutuações de tensão correspondem a variações sistemáticas dos valores eficazes da tensão de suprimento dentro da faixa compreendida entre 0,95 e 1,05 pu. Tais flutuações são geralmente causadas por cargas industriais e manifestam-se de diferentes formas, a destacar:

- a) Flutuações Aleatórias: causadas por fornos a arco, onde as amplitudes das oscilações dependem do estado de fusão do material e do nível de curto-circuito da instalação.
- b) Flutuações Repetitivas: causadas por máquinas de solda, laminadores, elevadores de minas e ferrovias.
- c) Flutuações Esporádicas: causadas pela partida direta de grandes motores.

Os principais efeitos nos sistemas elétricos, resultados das oscilações causadas pelos equipamentos mencionados anteriormente são oscilações de potência e torque das máquinas elétricas, queda de rendimento dos equipamentos elétricos, interferência nos sistemas de proteção, e efeito *flicker* ou cintilação luminosa.

2.4.2. Conceitos dos indicadores de flutuação de tensão

Os conceitos aplicados aos indicadores de flutuação de tensão são:

- a) Severidade de *flicker Pst* (*Probability Short Term*): valor representativo da severidade do *flicker* associado à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos. Por convenção para efeito de apresentação dos valores de *Pst* na presente dissertação, os valores medidos serão referenciados ao instante inicial do período de 10 minutos. Exemplo: valor de *Pst* associado ao período compreendido entre 00:00 horas e 00:10 horas, será indicado como *Pst* 00:00 horas;
- b) Severidade de *flicker Plt* (*Probability Long Term*): valor representativo da severidade do *flicker* associado à flutuação de tensão verificada num período de 2 horas, determinado a partir dos níveis de *Pst* conforme a seguinte expressão:

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} Pst_i^3} \quad (\text{Eq. 2.1})$$

- c) Flickerímetro: instrumento para medição da severidade de *flicker*, *Pst* ou *Plt*, associado à flutuação de tensão existente no ponto de avaliação, cuja especificação é apresentada na publicação IEC 61000-4-15 [6]. Os valores de *Pst* ou *Plt* medidos pelo flickerímetro são expressos em por unidade (pu) tendo como referência a curva de *Pst* unitária referente a uma lâmpada incandescente padrão de 60W – 230V ou 60W - 120 V;
- d) *PstMax* ou *PltMax*: maior valor de *Pst* ou *Plt* registrado num período contínuo de edição;
- e) *Pst95%* ou *Plt95%*: valor de *Pst* ou *Plt* que foi superado por apenas 5% dos registros obtidos num período contínuo de medição;
- f) *PstD95%*: valor do indicador de severidade de *flicker Pst* que foi superado em apenas 5 % dos registros obtidos no período de 1 dia;
- g) *PltS95%*: valor do indicador de severidade de *flicker Plt* que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de uma semana, 7 (sete) dias completos e consecutivos.

2.5. Desequilíbrio de tensão

Os desequilíbrios podem ser definidos como o desvio máximo da média das correntes ou tensões trifásicas, dividido pela média das correntes ou tensões trifásicas, expressado em percentual. As origens destes desequilíbrios estão geralmente nos sistemas de distribuição, os quais possuem cargas monofásicas distribuídas inadequadamente, fazendo surgir no circuito tensões de sequência negativa. Este problema se agrava quando consumidores alimentados de forma trifásica possuem uma má distribuição de carga em seus circuitos internos, impondo correntes desequilibradas no circuito da concessionária.

Tais fatores fazem com que a qualidade no fornecimento de energia seja prejudicada, e alguns consumidores tenham em suas alimentações um desequilíbrio de tensão. Estes desequilíbrios de tensão podem apresentar problemas indesejáveis na operação de equipamentos, dentre os quais se destacam:

- a) Problemas de desequilíbrio de tensão em motores de indução: Para as análises dos efeitos de tensões desequilibradas aplicadas a um motor de indução, consideram-se somente os efeitos produzidos pelas tensões de sequência negativa, que somados aos resultados da tensão de sequência positiva, resultam num conjugado pulsante no

eixo da máquina e no sobreaquecimento da máquina. Como consequência direta desta elevação de temperatura, tem-se a redução da expectativa de vida útil dos motores, visto que o material isolante sofre uma deterioração mais acentuada na presença de elevadas temperaturas nos enrolamentos;

- b) Problemas de desequilíbrio de tensão em máquinas síncronas: Como no caso anterior, a corrente de sequência negativa fluindo através do estator de uma máquina síncrona, cria um campo magnético girante com velocidade igual à do rotor, porém, no sentido contrário ao de rotação definido pela sequência positiva. Consequentemente, as tensões e correntes induzidas nos enrolamentos de campo, de amortecimento e na superfície do ferro do rotor, terão uma frequência igual a duas vezes à da rede, aumentando significativamente as perdas no rotor;
- c) Problemas de desequilíbrio de tensão em retificadores: Uma ponte retificadora do tipo corrente alternada/corrente contínua (CA/CC), controlada ou não, injeta na rede CA, quando esta opera sob condições nominais, correntes harmônicas características (de ordem 5^a, 7^a, 11^a, 13^a, etc.). Entretanto, quando o sistema alimentador encontra-se desequilibrado, os retificadores passam a gerar, além das correntes harmônicas características, a terceira harmônica e seus múltiplos (3^a, 6^a, 9^a, 12^a, etc.). A presença da terceira harmônica e de seus múltiplos no sistema elétrico é extremamente indesejável, pois possibilita manifestação de ressonâncias não previstas em outros equipamentos ligados a esta rede, podendo vir a causar danos. .

2.6. Harmônicas ou distorções na senóide

A presença de harmônicas em uma forma de onda senoidal se manifesta pela distorção da mesma. Esta distorção é definida como um desvio, em regime permanente, da forma de onda puramente senoidal na frequência fundamental e é caracterizada principalmente pelo seu conteúdo espectral, no entanto é importante ressaltar que ondas puramente senoidais só existem no plano das idéias, no que se refere a sistemas de energia.

2.6.1. Definição e descrição de distorção harmônica

As harmônicas são ondas senoidais de frequências múltiplas inteiras a uma frequência de referência, chamada de fundamental. No caso do sistema elétrico brasileiro, a fundamental

é a frequência padrão 60 Hz, tendo como 2ª harmônica uma onda senoidal de 120 Hz, 3ª harmônica uma onda senoidal de 180 Hz, e assim por diante. As harmônicas podem ser expressas através de expressões matemáticas com o objetivo permitir a análise da distorção de uma forma de onda (tendo por base a série de Fourier), seja ela de tensão ou de corrente.

O índice utilizado para contabilizar a quantidade de harmônicas presentes numa onda, ou, em outras palavras, o quão distorcido uma onda está em relação a uma onda senoidal, é o indicador *THD* (Distorção Harmônica Total). Para uma onda puramente senoidal, livre de distorções, o *THD* é de 0%. Já para algumas ondas muito distorcidas, como por exemplo, correntes de alguns aparelhos eletrônicos, o *THD* pode chegar a 100%.

Gama e Oliveira [15] apresentam informações sobre a relação entre a distorção de corrente e o acréscimo na corrente e decréscimo no fator de potência (FP)⁴, tendo como base uma corrente fundamental de 1 A. Ou seja, com uma corrente fundamental fixada em 1 A, foi-se acrescentando harmônicas que chegavam a uma certa distorção de corrente, tendo por consequência um acréscimo de corrente no valor eficaz e uma diminuição no fator de potência.

2.6.2. Causas (fontes) das distorções harmônicas

A presença de distorções harmônicas, na forma de onda de tensão da rede, contraria os objetivos de qualidade do suprimento de energia elétrica almejados pelas concessionárias de energia elétrica, que devem fornecer aos seus consumidores uma tensão puramente senoidal, com amplitude e frequência constantes.

Entretanto, o fornecimento de energia a determinados consumidores que causam deformações no sistema supridor, prejudica não apenas o consumidor responsável pelo distúrbio, mas também outros conectados à mesma rede elétrica.

No passado, não havia maiores preocupações com harmônicas. Cargas com características não lineares eram pouco utilizadas e os equipamentos eram mais resistentes aos efeitos provocados por harmônicas. Entretanto, nos últimos anos, com o rápido desenvolvimento da eletrônica de potência, e a utilização de métodos que buscam o uso mais racional da energia elétrica, o conteúdo harmônico presente nos sistemas tem-se elevado, causando uma série de efeitos indesejáveis em diversos equipamentos, comprometendo a qualidade e o próprio uso racional da energia elétrica.

⁴ Fator de potência total: divisão entre a potência ativa e a potência aparente.

Assim, é de grande importância citar aqui os vários tipos de cargas elétricas com características não lineares, que têm sido implantadas em grande quantidade no sistema elétrico brasileiro:

- Circuitos de iluminação com lâmpadas de descarga;
- Fornos a arco;
- Compensadores estáticos tipo reator saturado, etc.
- Motores de corrente contínua controlados por retificadores;
- Motores de indução controlados por inversores com comutação forçada;
- Processos de eletrólise através de retificadores não-controlados;
- Motores síncronos controlados por cicloconversores;
- Fornos de indução de alta frequência, etc.
- Fornos de indução controlados por reatores saturados;
- Cargas de aquecimento controladas por tiristores;
- Velocidade dos motores CA controlados por tensão de estator;
- Reguladores de tensão a núcleo saturado;
- Computadores;
- Eletrodomésticos com fontes chaveadas, etc.

2.6.3. Efeitos das harmônicas nas instalações elétricas

As harmônicas estão associadas a perdas. Conforme a norma IEEE 519 [4], o grau no qual as harmônicas podem ser toleradas é determinado pela susceptibilidade da carga à influência desses. Uma carga pouco susceptível é aquela em que a energia harmônica é utilizada no processo, sendo então tolerável a existência de harmônicas para a mesma. Exemplos destas cargas são cargas de aquecimento como fornos ou chuveiros elétricos.

A *IEEE Task Force on the Effects of Harmonics on Equipment, Effects of Harmonics on Equipment* [17] relata que as harmônicas podem provocar ressonâncias entre os capacitores e os transformadores, caracterizando uma sobretensão nos terminais das unidades capacitivas. Em decorrência desta sobretensão, tem-se uma degradação do isolamento das unidades capacitivas, e em casos extremos, danos aos capacitores. Além disso, consumidores conectados no mesmo ponto ficam submetidos a tensões perigosas, mesmo não sendo portadores de cargas poluidoras em sua instalação. Mesmo sem uma condição de ressonância,

um capacitor é sempre um caminho de baixa impedância para as correntes harmônicas, e sempre estará sujeito a sobrecarga e sobreaquecimento excessivo.

Em *Cavallini et al* [18], os autores apresentam um gráfico com esta relação, conforme mostrado na Figura 2.4.

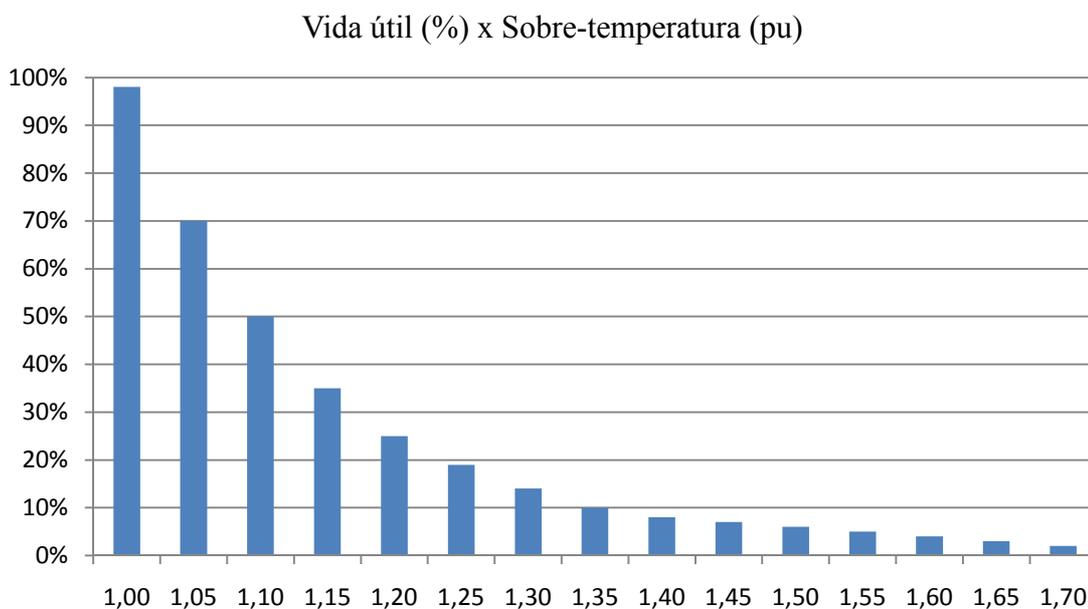


Figura 2.4 – Redução da vida útil em capacitores devido ao aumento da temperatura

A referência [17] – *IEEE Task Force on the Effects of Harmonics on Equipment, Effects of Harmonics on Equipment* relata ainda que cargas muito susceptíveis aos efeitos produzidos pelas distorções harmônicas são aquelas em que nos seus projetos considera-se a forma de onda de alimentação como sendo perfeitamente senoidal. Os equipamentos que frequentemente se encaixam nesta categoria são processadores de dados e dispositivos de comunicação. Um meio termo entre estas duas categorias seria, por exemplo, máquinas rotativas. A maior parte dos motores não são afetados pelas distorções harmônicas.

A *IEEE Task Force on the Effects of Harmonics on Equipment, Effects of Harmonics on Equipment* [17] salienta que em equipamentos eletrônicos, existem várias formas em que as distorções harmônicas afetam estes equipamentos. O primeiro efeito a ser considerado são as múltiplas passagens de tensão pelo zero. Em alguns equipamentos eletrônicos, a passagem pelo zero da tensão fundamental é utilizada para contagens temporais. Entretanto, distorções harmônicas causam passagens pelo zero mais frequentes, o que prejudica o correto funcionamento destes equipamentos. Como exemplo, há relógios digitais domésticos que irão

avançar no tempo devido a inesperados cruzamentos pelo zero. Qualquer equipamento que depende do sincronismo de seu contador com a passagem pelo zero pode ser considerado vulnerável às distorções harmônicas, como por exemplo, múltiplos cruzamentos por zero que podem mudar o estado dos semicondutores diversas vezes e acarretar uma operação inadequada do equipamento eletrônico.

Fontes eletrônicas, utilizadas principalmente na alimentação de equipamentos eletrônicos, usam a tensão de pico para manter o capacitor de filtro em plena carga. Dependendo da frequência harmônica e sua fase angular em relação à fundamental, a distorção harmônica de tensão irá suavizar a tensão de pico, diminuindo-a. Esta diminuição provoca uma maior susceptibilidade do equipamento alimentado por esta fonte às quedas de tensão. Em Barros e Diego [19] foi realizado um estudo da influência harmônica na curva CBEMA (*Computer and Business Equipment Manufacturers Association*). A conclusão deste estudo foi que os equipamentos ficam mais sensíveis as harmônicas de baixa ordem e baixo fator de crista de tensão.

A IEEE 519 [4] relata que computadores e afins (exemplo: controladores lógicos programáveis) suportam, no máximo, uma distorção harmônica total de tensão de 5%, limitando as harmônicas individuais em 3%. Níveis altos de harmônicas ($THDV > 5\%$) resultam em dados incorretos e desempenhos imprevisíveis. A situação mais crítica seria em equipamentos médicos. Assim, muitos destes são providos de filtros de linha.

A IEC 61000 tem várias normas que limitam a produção de harmônicas por parte de equipamentos eletrônicos, dependendo de sua finalidade e potência.

Os efeitos de harmônicas no sistema elétrico, em conjunto com os limites determinados por normas nacionais e internacionais, mostram que se pode conviver com as harmônicas, desde que estejam devidamente controladas.

2.6.4. Valores limites para as harmônicas

A IEC (*International Electrotechnical Commission*) é uma entidade internacional, mas com abrangência essencialmente européia, que gera recomendações técnicas na área de eletricidade. Com a aprovação da Comunidade Européia, ou de países individualmente, são geradas as EN – *European Norm*, que reproduzem o conteúdo estabelecido nas respectivas IEC.

A norma IEC 61000-3-2 [9] estabelece os limites para emissão de harmônicas de corrente (<16 A por fase). Essa norma, incluindo as alterações feitas pela emenda 14, de janeiro de 2001, refere-se às limitações das harmônicas de corrente injetadas na rede pública de alimentação, aplica-se a equipamentos elétricos e eletrônicos que tenham uma corrente de entrada de até 16 A por fase, conectado a uma rede pública de baixa tensão alternada, de 50 ou 60 Hz, com tensão fase–neutro entre 220 e 240 V. Para tensões inferiores, os limites não foram estabelecidos, pois essa norma tem aplicação principalmente na Comunidade Européia, onde as tensões fase–neutro encontram-se na faixa especificada.

Os equipamentos são classificados em quatro classes:

- Classe A: Equipamentos com alimentação trifásica equilibrada; aparelhos de uso doméstico, excluindo a classe D; ferramentas, exceto as portáteis; gradadores, *dimmers* para lâmpadas incandescentes; equipamentos de áudio; e todos os demais não incluídos nas classes seguintes;
- Classe B: Ferramentas portáteis;
- Classe C: Dispositivos de iluminação;
- Classe D: Computadores pessoais, monitores de vídeo e aparelhos de televisão. A potência ativa de entrada deve ser igual ou inferior a 600 W, medida esta feita obedecendo às condições de ensaio estabelecidas na norma (que variam de acordo com o tipo de equipamento).

Antes da emenda 14 da IEC 61000-3-2 [9], a definição de classe D era feita a partir de um envelope dentro do qual estaria a corrente de entrada, atingindo qualquer equipamento monofásico. Tal definição mostrou-se inadequada devido ao fato de que os problemas mais relevantes referem-se aos equipamentos agora incluídos na classe C (reatores eletrônicos) e na classe D, permitindo retirar dos demais aparelhos essas restrições.

A inclusão apenas desses aparelhos como classe D deve-se ao fato de seu uso se dar em larga escala e ser difundido por todo o sistema. Outros equipamentos poderão ser incluídos nessa categoria caso passem a apresentar tais características.

Os valores de cada harmônica são obtidos após a passagem do sinal por um filtro passa-baixo de primeira ordem com constante de tempo de 1,5 s. Aplica-se a Transformada Discreta de Fourier (TDF), com uma janela de medição entre 4 e 30 ciclos da fundamental, com um número inteiro de ciclos. Calcula-se a média aritmética dos valores da TDF durante todo o

período de observação. Esse período varia de acordo com o tipo de equipamento, tendo como regra geral um valor que permita a possibilidade de repetição dos resultados.

A medição da potência ativa é feita de maneira análoga, devendo-se, no entanto, tomar o máximo valor que ocorrer dentro do período de observação. Esse é o valor que um fabricante deve indicar em seu produto (com uma tolerância de +/- 10%), conjuntamente com o fator de potência (para classe C). Caso o valor medido seja superior ao indicado, deve-se usar o valor medido.

Para cada harmônica medida da forma descrita, o valor deve ser inferior a 150% do limite da Tabela 2.1, em qualquer situação de operação do aparelho.

As correntes harmônicas com valor inferior a 0,6% da corrente de entrada (medida dentro das condições de ensaio) ou inferiores a 5 mA, não são consideradas. Foi definida a corrente harmônica parcial de ordem ímpar, para componentes entre a 21ª e a 39ª como sendo:

$$I_{21-39} = \sqrt{\sum_{n=21,23,\dots}^{39} I_n^2} \quad (\text{Eq. 2.2})$$

Para a componente de ordem 21 ou superior (ímpar), o valor individual para cada uma delas pode exceder o limite em mais de 50% desde que a corrente harmônica parcial de ordem ímpar medida não exceda o valor teórico, nem exceda o limite individual de 150% do valor da Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Limites da IEC para as harmônicas de corrente

Ordem da Harmônica (n)	Classe A Máxima corrente (A)	Classe B Máxima corrente (A)	Classe C > 25 W (% da fundamental)	Classe D > 75 W, < 600 W (mA/W)
3	2,30	3,450	30.FP	3,4
5	1,14	1,710	10	1,9
7	0,77	1,115	7	1,0
9	0,40	0,600	5	0,5
11	0,33	0,495	3	0,35
13	0,21	0,315	3	0,296
15 ≤ n ≤ 39	0,15 = 15/n	0,225 = 15/n	3	3,85/n
2	1,08	1,620	2	
4	0,43	0,645		
6	0,30	0,450		
8 ≤ n ≤ 40	0,23=8/n	0,35 = 8/n	FP = fator de potência	

A Tabela 2.1 indica os valores máximos para as harmônicas de corrente, no condutor de fase (não no condutor de neutro) e os valores limites para a classe B são os mesmos da classe A, acrescidos de 50%.

O relatório técnico IEC 61000-3-4 [10] pode ser aplicado a qualquer equipamento elétrico ou eletrônico, cuja corrente de entrada seja maior que 16 A. Sua tensão de alimentação deve ser menor que 240 V para equipamentos monofásicos ou menores que 600 V para equipamentos trifásicos. A frequência nominal da rede pode ser de 50 Hz ou de 60 Hz.

No referido relatório são apresentados os limites para distorção harmônica em equipamentos cuja potência aparente seja menor ou igual a 33 vezes a potência de curto-circuito da instalação. A Tabela 2.2 apresenta os limites individuais de corrente para cada harmônica que estão normalizados em relação à fundamental.

Tabela 2.2 – Limites individuais da IEC para as harmônicas de corrente

Componente Harmônica (n)	Harmônica Admissível (I_n/I_1) %	Componente Harmônica (n)	Harmônica Admissível (I_n/I_1) %
3	21,6	19	1,1
5	10,7	21	$\leq 0,6$
7	7,2	23	0,9
9	3,8	25	0,8
11	3,1	27	$\leq 0,6$
13	2,0	29	0,7
15	0,7	31	0,7
17	1,2	≤ 33	$\leq 0,6$

Segundo a IEC 61000-3-4 [10], define-se potência de curto-circuito como a relação entre a tensão nominal ao quadrado e a impedância de curto-circuito (R_{scc}). Se o equipamento a ser analisado exceder os limites da Tabela 2.2, e a potência de curto-circuito permitir, outros limites podem ser aplicados. Se este for monofásico ou trifásico desbalanceado, pode-se utilizar os limites da Tabela 2.3. É possível observar na referida Tabela 2.3 que, quanto maiores forem os valores de potência de curto-circuito, maiores serão os limites de distorção tolerados.

Nesse caso, algumas recomendações devem ser seguidas. O valor relativo de cada harmônica não deve exceder o limite de $16/n\%$. Para valores intermediários de potência de curto-circuito, pode-se aplicar interpolação linear para obter os limites de distorção. No caso

de equipamentos trifásicos desbalanceados, a corrente de cada uma das fases deve estar dentro desses limites.

Tabela 2.3 – Limites individuais da IEC para as harmônicas de corrente considerando a potência de curto-circuito

Mínimo R _{sce}	THD (%)	Limites individuais de harmônica admissível (I _n /I ₁) %					
		I ₃	I ₅	I ₇	I ₉	I ₁₁	I ₁₃
66	25	23	11	8	6	5	4
120	29	25	12	10	7	6	5
175	33	29	14	11	8	7	6
250	39	34	18	12	10	8	7
350	46	40	24	15	12	9	8
450	51	40	30	20	14	12	10
600	57	40	30	20	14	12	10

Caso o equipamento seja trifásico equilibrado, pode-se utilizar a Tabela 2.4. As recomendações citadas anteriormente para a Tabela 2.3 também devem ser observadas para a Tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Limites individuais da IEC para as harmônicas de corrente em equipamentos trifásicos

Mínimo R _{sce}	THD (%)	Limites individuais de harmônica admissível (I _n /I ₁) %					
		I ₃	I ₅	I ₇	I ₉	I ₁₁	I ₁₃
66	16		14	11		10	8
120	18		16	12		11	8
175	25		20	14		12	8
250	35		30	18		13	8
350	48		40	5		5	0
450	58		50	35		20	15
600	70		60	40		25	18

Já a norma IEEE 519 [4] apresenta recomendações para práticas e requisitos para controle de harmônicas no sistema elétrico. Essas recomendações produzidas pelo IEEE descrevem os principais fenômenos causadores de distorção harmônica, indica métodos de medição e limites de distorção. Seu enfoque é diverso daquele da IEC 61000-3-2 [9], uma vez que os limites estabelecidos referem-se aos valores medidos no ponto de acoplamento comum (PAC) ou *point of common coupling*, e não em cada equipamento individual. A filosofia é que

não interessa ao sistema o que ocorre dentro de uma instalação, mas sim o que ela reflete para o exterior, ou seja, para os outros consumidores conectados à mesma alimentação.

Os limites diferem de acordo com o nível de tensão e com o nível de curto-circuito do PAC. Obviamente, quanto maior for a corrente de curto-circuito (I_{cc}) em relação à corrente de carga (I_c), maiores serão as distorções de corrente admissíveis, uma vez que elas distorcerão em menor intensidade a tensão no PAC. À medida que se eleva o nível de tensão, menores são os limites aceitáveis.

A grandeza *THDI* – Distorção Harmônica Total de Corrente – é definida como a distorção harmônica da corrente, em porcentagem, da máxima demanda da corrente de carga (demanda de 15 ou 30 min). Isso significa que a medição da *THDI* deve ser feita no pico de consumo. Harmônicas pares são limitadas a 25% dos valores acima. Distorções de corrente que resultem em nível CC não são admissíveis. Na Tabela 2.5 são apresentados os limites de distorção de corrente para os Sistemas de Distribuição, conforme a norma IEEE 519 [4], para as tensões compreendidas entre 120 V até 69 kV.

Tabela 2.5 – Limites da IEE para as harmônicas de corrente em Sistemas de Distribuição (120 V a 69 kV)

Máxima corrente harmônica em percentual da corrente de carga (I_c) (I_1 – valor da componente fundamental)						
Harmônicas ímpares						
I_c/I_1	< 11	$11 \leq n < 17$	$17 \leq n < 23$	$23 \leq n < 35$	$35 \leq n$	<i>THDI</i> (%)
< 11	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

Na Tabela 2.6 são apresentados os limites de distorção de corrente para os Sistemas de Subtransmissão, conforme a norma IEEE 519 [4], para as tensões maiores do que 69 kV até 161 kV.

Tabela 2.6 – Limites da IEEE para as harmônicas de corrente em Sistemas de Subtransmissão (69 kV a 161 kV)

Limites para harmônicas de corrente de cargas não lineares no PAC com outras cargas (I_c) (I_1 – valor da componente fundamental)						
Harmônicas ímpares						
I_c/I_1	< 11	$11 \leq n < 17$	$17 \leq n < 23$	$23 \leq n < 35$	$35 \leq n$	THDI (%)
< 11	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
20 < 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0
50 < 100	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0
100 < 1000	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5
> 1000	4,5	3,5	3,0	1,25	0,7	10,0

Na Tabela 2.7 são apresentados os limites de distorção de corrente, conforme a norma IEEE 519 [4], para os Sistemas de Geração e Co-geração isolados (qualquer tensão) e para os Sistemas de Transmissão (tensões maiores do que 161 kV).

Tabela 2.7 – Limites da IEEE para as harmônicas de corrente em Sistemas de Geração e Co-geração isolados (qualquer tensão) e Sistemas de Transmissão (> 161 kV)

Limites para harmônicas de corrente de cargas não lineares no PAC com outras cargas (I_c) (I_1 – valor da componente fundamental)						
Harmônicas ímpares						
I_c/I_1	< 11	$11 \leq n < 17$	$17 \leq n < 23$	$23 \leq n < 35$	$35 \leq n$	THDI (%)
< 50	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
≥ 50	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

Para os limites de tensão, os valores mais severos são para as tensões menores (nível de distribuição). Estabelece-se um limite individual por componente e um limite para a distorção harmônica total. A tabela 2.8 apresenta os limites de distorção harmônica de tensão válido para todos os Sistemas (Distribuição, Subtransmissão, Transmissão e Geração).

Tabela 2.8 – Limites individuais e globais da IEEE para as harmônicas de tensão

Tensão	Distorção individual	THD
≤ 69 kV	3,0%	5,0%
69 kV < $V \leq 161$ kV	1,5%	2,5%
> 161 kV	1,0%	1,5%

Na regulamentação brasileira, para a RB de energia, o ONS estabelece desde 2008 parâmetros de qualidade para a tensão suprida [1]. Mas, do ponto de vista do consumidor, as restrições a serem consideradas são, na imensa maioria, as do sistema de distribuição. A

ANEEL, através dos Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – Prodinst módulo 8 – Qualidade da energia elétrica [20], propõe valores para a distorção harmônica de tensão no sistema de distribuição (tensões até 138 kV). Na Tabela 2.9, conforme o Prodinst, são apresentados os limites de distorção harmônica de tensão total (expressos em percentual da tensão fundamental).

Tabela 2.9 – Limites globais do Prodinst para as harmônicas de tensão

Tensão nominal do barramento	<i>THDV</i> - Distorção harmônica total de tensão (%)
$V \leq 1 \text{ kV}$	10
$1 \text{ kV} < V \leq 13,8 \text{ kV}$	8
$13,8 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	6
$69 \text{ kV} < V \leq 138 \text{ kV}$	3

Na Tabela 2.10, conforme o Prodinst, é apresentado os limites de distorção harmônica de tensão individual (expressos em percentual da tensão fundamental) para as harmônicas de ordem ímpar.

Tabela 2.10 – Limites individuais do Prodinst para as harmônicas de tensão de ordem ímpares

Ordem da harmônica	Distorção harmônica individual da tensão				
	$V \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V \leq 138 \text{ kV}$	
Ímpares não múltipla de 3	5	7,5	6,0	4,5	2,5
	7	6,5	5,0	4,0	2,0
	11	4,5	3,5	3,0	1,5
	13	4,0	3,0	2,5	1,5
	17	2,5	2,0	1,5	1,0
	19	2,0	1,5	1,5	1,0
	23	2,0	1,5	1,5	1,0
	25	2,0	1,5	1,5	1,0
> 25	1,5	1,0	1,0	0,5	
Ímpares múltipla de 3	3	6,5	5,0	4,0	2,0
	9	2,0	1,5	1,5	1,0
	15	1,0	0,5	0,5	0,5
	21	1,0	0,5	0,5	0,5
	>21	1,0	0,5	0,5	0,5

Na Tabela 2.11, conforme o Prodist, é apresentado os limites de distorção harmônica de tensão individual (expressos em percentual da tensão fundamental) para as harmônicas de ordem par.

Tabela 2.11 – Limites individuais do Prodist para as harmônicas de tensão de ordem par

Ordem da harmônica		Distorção harmônica individual da tensão			
		$V \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V \leq 138 \text{ kV}$
Par	2	2,5	2,0	1,5	1,0
	4	1,5	1,0	1,0	0,5
	6	1,0	0,5	0,5	0,5
	8	1,0	0,5	0,5	0,5
	10	1,0	0,5	0,5	0,5
	12	1,0	0,5	0,5	0,5
	>12	1,0	0,5	0,5	0,5

2.6.4. Medidores de energia e as harmônicas

A IEEE 519 [4] relata que os medidores indutivos de energia elétrica apresentam erros quando instalados em um ambiente com grande presença de harmônicas, tanto de tensão quanto de corrente. Os erros podem ser positivos ou negativos, dependendo do espectro harmônico no qual o instrumento estaria submetido.

Em Oliveira et al [21] é mostrado um trabalho de campo realizado pela Universidade de Brasília e pela Companhia Energética de Brasília, visando comparar a leitura de medidores de energia eletromecânicos e eletrônicos. Para tal, foram escolhidos cinco consumidores, representando diferentes segmentos e com distorções harmônicas distintas.

Cada consumidor teve as medições da energia elétrica realizadas pelo seu medidor eletromecânico e um medidor eletrônico instalado em paralelo ao eletromecânico. Dos resultados obtidos, as diferenças na tarifação de energia ativa foram bastante pequenas, sendo bem menores do que as classes de exatidão dos instrumentos. Das grandezas medidas e apresentadas no artigo (energia ativa, demanda ativa em ponta e fora de ponta, energia reativa, esta medida indiretamente através de um algoritmo específico), a única que teve diferença foi a energia reativa, sendo que o medidor eletrônico apresentava valores maiores.

Segundo Galhardo [22], estas diferenças ocorrem, pois as definições de potência ativa, reativa e aparente, em ambientes com distorções de tensão e corrente, são diferentes das definições utilizadas admitindo formas de onda senoidal tanto para tensão como para a

corrente. As potências, ativa e reativa, neste novo cenário, serão as somas dos produtos das tensões e correntes na mesma frequência. Uma terceira potência, que contabiliza a interação entre tensões e correntes de frequências distintas, é chamada pelo autor de potência harmônica.

Em Vasconcelos et al [23], são mostrados os resultados de calibração de medidores de energia elétrica ativa submetidos às condições senoidais e não-senoidais. Calibraram-se trinta medidores eletromagnéticos monofásicos, classe 2 (2% de erro de medição), trabalhando-se com os seguintes parâmetros: fator de potência, variação simultânea da frequência da tensão e corrente, tensões e correntes distorcidas com diferentes *THDs* e, por fim, tensões e correntes distorcidas e variação do atraso da corrente em relação à tensão.

Diminuindo o fator de potência, o autor mostra uma pequena tendência de diminuição da energia ativa medida, sendo, porém, não muito expressiva. Para um fator de potência 0,2 indutivo sem harmônicas, no pior caso, houve uma diminuição na contabilização de energia ativa de apenas 0,8%, sendo que para um fator de potência igual a 0,5 indutivo, houve um aumento de 0,1%. Em relação à variação simultânea da frequência da tensão e corrente, observa-se uma tendência de aumento do desvio, em relação ao padrão, com o aumento da frequência. Este comportamento pode ser explicado pelo fato de que o torque que provoca o movimento do disco do medidor eletromecânico é proporcional ao produto das correntes que passam pelas duas bobinas e estas diminuem com o aumento da frequência.

Avaliando o ensaio de tensão e corrente distorcidas com diferentes *THDs* (a tensão foi distorcida em 5,82%, sendo que a primeira componente harmônica era de 5% e a segunda 3%). A corrente teve uma distorção de 24,25%, sendo que a primeira componente harmônica era de 20% e a segunda 15%, com os seguintes perfis de composição harmônica foram: 1ª, 3ª e 5ª; 1ª, 5ª e 7ª; 1ª, 7ª e 9ª; 1ª, 9ª e 11ª. Ou seja, para o segundo perfil mencionado (1ª, 5ª e 7ª harmônicas), a 5ª harmônica teve um módulo igual a 20% e a 7ª harmônica teve um módulo igual a 15%, porcentagem em relação à fundamental. O autor conclui que o valor da energia ativa varia com a alteração da composição harmônica, comprovando a tendência do ensaio anterior. O ensaio final de tensão e corrente distorcidas, variando o atraso da corrente em relação à tensão, foi basicamente a junção dos ensaios anteriormente realizados. As discrepâncias observadas na medição variam de acordo com o atraso da corrente em relação à tensão e à composição harmônica, tendo como resultados tanto valores positivos quanto negativos de discrepância. Como exemplo, para uma composição harmônica com

fundamental, 5ª e 7ª harmônicas e um fator de potência igual a 0,2 indutivo, a discrepância observada foi negativa de -1,5%. Já para uma composição harmônica de 1º, 9º e 11º e fator de potência igual a 0,5 indutivo, a discrepância foi de +1%. Desta forma, a diferença entre os valores encontrados não é muito significativa.

Em Silva et al [24], os autores apresentam o desenvolvimento de um modelo matemático de um medidor de watt-hora indutivo para avaliar a influência deste em condições não senoidais. As características do medidor indutivo eram: 1 elemento, 2 fios, 1 fase, classe 2, 60 Hz, 220 V, 15-100 A e $Kd = 3,6 \text{ Wh/r}$. Os testes, em medidores reais para validação do modelo desenvolvido, apontaram que, para se ter uma diferença na tarifação da energia elétrica, seria necessário grandes *THDs* de tensão e de corrente, na ordem de 20%.

Enfim, conforme a referência IEEE 519 [4], para os níveis de distorção normalmente encontrados na rede elétrica, ou seja, tensões com distorções menores que 5%, não haverá erros significativos na tarifação de energia, sendo estes erros normalmente localizados na faixa de precisão dos medidores de energia (2%). Para que se configure um grande erro de medição, o *THD* de tensão deve ser bastante severo, acima de 20%. Não são citados os valores de *THDs* de corrente que dariam significativos erros de medição, pois é necessário que a tensão também esteja bastante distorcida. Assim, a IEEE 519 [4] cita apenas o valor de distorção de tensão, pois, havendo uma grande distorção de tensão, por consequência haverá uma grande distorção de corrente, provocando assim um significativo erro de medição.

A *IEEE Task Force on the Effects of Harmonics on Equipment, Effects of Harmonics on Equipment* [17] relata que em relação aos medidores eletrônicos, devido às suas modernas técnicas de medição, consegue-se incluir as energias das harmônicas, apresentando erros muito pequenos.

2.7. Conclusões

A abertura do sistema energético brasileiro ao capital privado fez com que as empresas do setor elétrico voltassem seus esforços para a qualidade do produto oferecido, em função da concorrência que o processo de privatização desencadeou e das exigências normativas que a ANEEL, reguladora do setor elétrico, impôs às concessionárias.

O problema da qualidade do suprimento de energia ou da qualidade da onda de tensão, sempre foi objeto de preocupação das empresas fornecedoras de energia elétrica. Na ótica das

concessionárias de energia, o que é novidade é a ênfase que está sendo oferecida à esta interação, como uma nova área, separada da engenharia de sistemas de energia.

De acordo com *Oleskovicz* [25], a “qualidade do setor elétrico” (conceito vinculado à qualidade de energia) é determinada pelo desempenho das concessionárias no fornecimento de energia elétrica. Seus parâmetros são: a conformidade, o atendimento ao consumidor e a continuidade. Esses parâmetros são pontos básicos para a definição dos diversos critérios de localização e arranjo das subestações, de critérios de escolha dos materiais e equipamentos de controle e proteção, regulação e configuração da rede de distribuição.

A conformidade está relacionada com os fenômenos associados à forma de onda de tensão, tais como: flutuações, distorções harmônicas e variações momentâneas de tensão. Este conceito está vinculado às variações da tensão do sistema em relação a uma tensão idealizada, puramente senoidal, ou seja, de magnitude e frequência constantes.

A ANEEL tem o papel de promover a qualidade da energia, regulamentar os padrões e garantir o cumprimento dos mesmos, estimular melhorias, zelar direta e indiretamente pela observância da legislação, punindo os infratores quando necessário, e também definir os indicadores para acompanhamento do desempenho das concessionárias. Cabe também ao órgão regulador estabelecer metas de melhoria de continuidade mediante contratos e/ou negociação com as concessionárias.

O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no sistema interligado brasileiro, com objetivo de:

- a) Promover a otimização da operação do sistema elétrico, visando o menor custo, observando os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e as regras de mercado;
- b) Garantir que todas as empresas transmissoras e geradoras de energia elétrica do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória;
- c) Contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do sistema elétrico se faça com o menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras.

No que diz respeito à conformidade, a Resolução nº 24 da ANEEL, de 27 de Janeiro de 2000, estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia. A Resolução nº 505, de 26 de novembro de 2001 estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime

permanente. Estas resoluções tratam da conceituação de serviço adequado, do estabelecimento dos níveis de tensão de energia elétrica, bem como a definição dos limites de variação das tensões a serem observadas pelo ONS e pelas concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica. Porém, o que existe atualmente com relação à conformidade, são apenas os limites inferiores e superiores de tensão, com relação à tensão nominal de operação.

O conceito de qualidade da energia elétrica tem se modificado ao longo dos últimos anos. No decorrer deste período, foram incorporados novos parâmetros para a sua determinação. Estes parâmetros foram originados por meio de normas e recomendações estabelecidas no âmbito nacional (ANEEL e ONS) e internacional (IEC e IEEE), exigindo que as empresas do setor elétrico estejam constantemente adequando-se a estas novas regras.

Energia elétrica de boa qualidade, segundo a ANEEL, é aquela que garante o funcionamento contínuo, seguro e adequado aos equipamentos elétricos e aos processos associados, sem afetar o meio ambiente e o bem estar das pessoas.

Capítulo 3. Proposta de Indicadores de QEE

3.1. Introdução

Este capítulo pretende apresentar uma sugestão para a obtenção e análise de indicadores de desempenho de QEE na RB do SIN, considerando as especificidades deste sistema.

Através desta proposta se pretende propor formas de baixo custo para a realização das medidas dos indicadores de QEE. A redução dos custos pode ser obtida através da utilização de transdutores já existentes nas subestações do SIN. O uso destes transdutores não resulta ser trivial dado que os mesmos não são especificados para este fim (classe de exatidão inadequada), qual seja a realização das medidas de índices de QEE. Uma ampla discussão sobre as diversas situações e formas de utilização destes transdutores disponíveis nas subestações será apresentada, inclusive destacando-se as formas de correção dos dados por eles obtidos.

3.2. Procedimentos para alcançar os objetivos

Fundamentalmente, esta dissertação englobará as ações voltadas tanto à prevenção de violações como ao restabelecimento do adequado desempenho da RB, e será conduzida por meio dos seguintes procedimentos:

1. Determinação dos valores dos indicadores estabelecidos pelo ONS nos barramentos da RB, através de medições ou simulações, para apoiar as ações voltadas tanto à prevenção de violações como ao restabelecimento do adequado desempenho da RB. O ONS apresenta estes indicadores no documento “Procedimentos de Rede” [1] em seu módulo 2, no qual são apresentados os requisitos mínimos para as instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho da RB e de seus componentes. No documento anteriormente citado, os referidos indicadores são apresentados no submódulo 2.8, o qual trata do gerenciamento dos indicadores de desempenho da RB e seus componentes.

2. Avaliação de situações de violação dos padrões de desempenho da Rede Básica, tendo por finalidade a determinação das causas da violação, de forma a definir as ações necessárias ao restabelecimento do referido desempenho, bem como a identificação das responsabilidades associadas.

3. Avaliação de novas conexões à Rede Básica, de maneira a quantificar seu impacto nos valores dos indicadores de desempenho e prevenir violações dos padrões de desempenho, tanto do ponto de vista do desempenho individual de cada instalação, considerando os indicadores e padrões estabelecidos no Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede [1] para agentes de transmissão usuários da Rede Básica e os requisitos mínimos das instalações da Rede Básica estabelecidos nos Submódulo 2.3, 2.4, 2.5 e 2.6 dos Procedimentos de Rede [1], como do ponto de vista do desempenho global da Rede Básica, com base nos indicadores e padrões estabelecidos no Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede [1].

O levantamento dos valores dos indicadores de desempenho dar-se-á segundo os seguintes procedimentos: medição normal ou contínua, monitoramento, supervisão e simulação.

Os fenômenos associados à flutuação de tensão, distorção harmônica e desequilíbrio, por estarem sempre presentes no sistema, têm os valores de seus indicadores apurados normalmente através de medições realizadas em períodos de sete dias consecutivos. Em alguns casos, contudo, em função de análises técnicas e situações específicas, pode-se adotar uma medição por um maior período, ou mesmo contínua.

Os fenômenos que ocorrem de forma intermitente, com ocorrência aleatória, ou que, mesmo estando presentes todo o tempo necessitam de uma avaliação constante, terão os valores de seus indicadores apurados fundamentalmente por monitoração e/ou supervisão.

Na gerência do desempenho da RB será priorizada, tanto quanto possível, a utilização dos recursos de medição já disponíveis, no ONS e nos agentes de transmissão, ou dos novos sistemas que venham a estar disponíveis, como por exemplo, o recém implantado SMF (Sistema de Medição para Faturamento) abordado no documento “Procedimentos de Rede” em seu módulo 12, submódulo 12.2 [1], no qual é apresentado um sistema em que os transformadores de potencial e de corrente devem possuir enrolamento independente, lacrável e com classe de exatidão diferente do atual enrolamento de saída para supervisão e proteção, podendo acarretar na troca dos atuais TPs (Transformadores de Potencial) e TCs (Transformadores de Corrente). Tais recursos serão integrados e complementados, quando necessário, no sentido de atender aos requisitos da gerência detalhados nesta dissertação.

Referente ao SMF, o Procedimento de Rede, submódulo 12.2, item 4.4 define que:

- a) Os agentes conectantes de distribuição, de geração, de transmissão, detentor de interligação entre submercados, importador, exportador ou autoprodutor, deverão

desenvolver as atividades de instalação do SMF, tais como, aquisição de equipamentos, projeto, montagem e comissionamento;

- b) Arcarem, os agentes conectantes, com os ônus relativos a essas atividades.

3.3. Glossário dos agentes envolvidos na medição

O glossário dos principais agentes envolvidos, a ser utilizado no âmbito desta dissertação, na medição dos indicadores de QEE da RB, será o mesmo definido segundo o ONS, a saber:

- a) Prestador de serviços: empresa contratada pelo acessante ao SIN - laboratório, universidade ou empresa privada que irá realizar as medições;
- b) Acessante: empresa geradora, transmissora, distribuidora, permissionária ou consumidor livre que está se conectando à RB do SIN;
- c) Concessionária: agente da transmissão responsável pela RB e detentora do ativo de transmissão;
- d) ONS: Operador Nacional do Sistema, agência do governo federal do Brasil responsável pela operação do SIN.

3.4. Cuidados a serem observados nas medições

Procura-se estabelecer e especificar as precauções de maneira geral, centrando em tópicos de maior relevância. Porém, existem outras que dependem de situações específicas de cada subestação envolvendo diversos detalhes que não estão sendo considerados no âmbito desta dissertação.

Os principais cuidados na medição dos indicadores de QEE (de desequilíbrio de tensão, de flutuação de tensão e de distorção harmônica de tensão) salientados nesta dissertação são:

- a) Seleção do período de monitoramento;
- b) Seleção dos medidores;
- c) Conexão aos transdutores de tensão;
- d) Calibração dos instrumentos de medição;
- e) Realização de testes mínimos no local da medição;
- f) Ruídos e interferências dos demais equipamentos da subestação.

3.4.1. Seleção do período de monitoramento

O período de monitoramento deve ser escolhido de modo a representar uma semana típica de operação do Sistema Elétrico e consumidores. Portanto, deve ser escolhido um período sem feriados ou desligamentos programados, que possam tirar a representatividade dos dados obtidos.

Eventuais problemas de origem sistêmica ocorridos durante o período de monitoramento como, por exemplo, manobras não programadas no sistema ou em cargas próximas que possam comprometer a representatividade da amostra diária, poderão ser compensadas com a repetição do monitoramento pelo período correspondente. Estes períodos terão a discretização mínima de um dia.

3.4.2. Seleção dos medidores

O ONS coordenou um projeto, junto com uma universidade e com a participação do consultor internacional Paulo F. Ribeiro (*Calvin College*), documentado nos testes de desempenho funcional em instrumentos de medição de qualidade de energia elétrica UFU-ONS 03-03-00 [26] e no relatório sobre o desempenho funcional de instrumentos de medição de qualidade de energia elétrica elaborado por Ribeiro [27]. O objetivo deste projeto foi a realização de testes de desempenho funcional em instrumentos de medição de Qualidade de Energia.

Neste contexto, foram feitas várias verificações dos fenômenos de desequilíbrio, flutuação e distorção harmônica de tensão em laboratórios, nos quais se realizaram ensaios em diversas situações, tais como: sinal constante, variável no tempo, presença de mais de um distúrbio simultaneamente e outros.

O ONS irá, eventualmente, permitir novas rodadas de testes de desempenho funcional em equipamentos de medição de distorção harmônica, flutuação e desequilíbrios de tensão, de acordo com as sugestões e a metodologia proposta pelo consultor internacional.

Portanto, a seleção dos medidores foge ao âmbito desta dissertação. No entanto, algumas considerações serão feitas quando forem analisados os requisitos de medição de cada indicador específico da qualidade de energia.

Convém ressaltar que outro requisito importante na seleção do(s) medidor(es) é a capacidade de gerar relatórios com elevado grau de automatismo e exportar dados para

posterior carregamento no banco de dados do ONS. Os itens 3.6.3, 3.7.3, 3.8.3 e 3.9, abordados mais adiante neste capítulo, tratam destes requisitos.

3.4.3. Conexão aos Transdutores de tensão

A ligação dos instrumentos de medição no secundário dos transdutores de tensão, visando salientar os cuidados a serem observados nas medições, descrevendo os aspectos práticos relevantes à adequação das medições, recomenda-se que esta deve ser efetuada considerando os parâmetros propostos a seguir.

Deve ser prevista alimentação para os instrumentos eletrônicos de medição através do banco de baterias, existentes nos serviços auxiliares, ou através de fonte condicionada de tensão, como os Sistemas de Alimentação Ininterrupta (SAI). Tal procedimento visa evitar que a ocorrência de variações de tensão de curta duração comprometa os resultados da medição.

A conexão dos medidores às três fases e ao neutro do secundário dos Transformadores de Potencial Capacitivo (TPCs) e dos Transformadores de Potencial Indutivo (TPIs) deverá ser feita dentro da sala de controle da subestação. Chama-se a atenção para o fato de que a conexão dos medidores deve ser feita ao neutro do secundário do TPC, e não a malha de terra da subestação. A Figura 3.1 mostra as conexões de uma fase e do neutro de um TPC ao equipamento de medição. Ressalta-se que os cabos para ligação entre o secundário do TPC e os instrumentos de medida devem ser dimensionados de acordo com as normas da concessionária e devem ser evitados percursos extensos dentro da sala de controle.

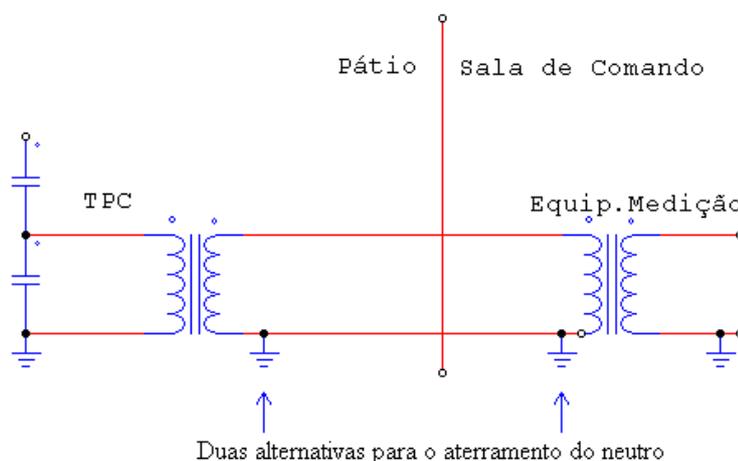


Figura 3.1 – Conexão dos Equipamentos de Medição a uma fase e neutro de TPC

A conexão a divisores capacitivos e / ou terminais de buchas de transformadores / reatores de potência devem ser feitas no pátio da subestação e, neste caso, pode ser necessário prever algum tipo de abrigo, com relação a intempéries, para os instrumentos usados na medição, bem como a alimentação dos mesmos através de fontes ininterruptas. A Figura 3.2 mostra as conexões de uma fase e o neutro de um Divisor Capacitivo de Potencial (DCP) ao equipamento de medição.

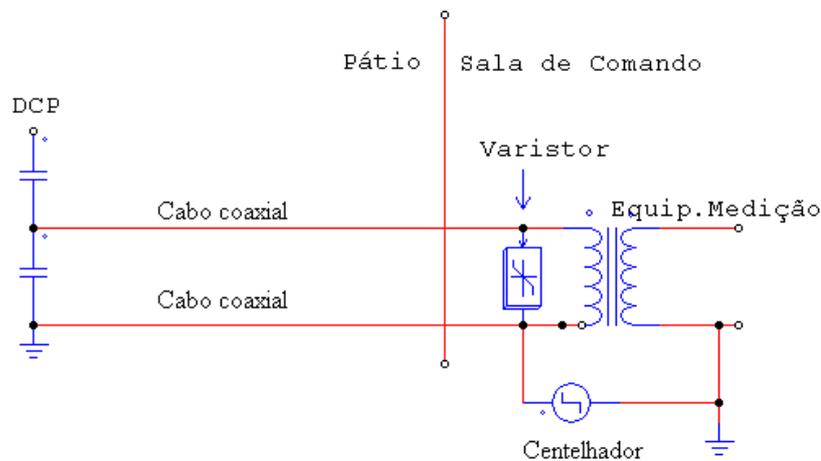


Figura 3.2– Conexão dos Equipamentos de Medição a uma fase e neutro de DCP

A conexão entre o DCP e / ou terminais de buchas de transformadores / reatores e o equipamento de medição deve ser feita utilizando-se cabo coaxial blindado, e deve ser previsto o uso de varistor entre fase e neutro e de centelhador entre neutro e a malha de terra da subestação. Existe também a alternativa de se inserir um transformador de isolamento entre o DCP / bucha capacitiva e os equipamentos de medição para minimização do potencial transferido e de ruídos.

Existem casos em que os sinais secundários de TPCs ou TPIs sofrem um processo de transdução para corrente contínua no pátio da subestação e os sinais CC são levados para a sala de controle. Nestes casos, será necessário buscar soluções semelhantes às do uso de DCP ou *tap* da bucha dos transformadores / reatores, pois os sinais do secundário terão de ser acessados no pátio.

No caso de se instalar instrumentos de medida a divisores capacitivos, ou à bucha capacitiva de transformadores, ou de reatores de potência, é necessário o desligamento do barramento ou do módulo de manobra correspondente antes de sua conexão à Rede Básica.

No caso do uso de DCP, sua conexão ao barramento primário deve ser efetuada de acordo com normas da concessionária, levando-se em consideração a existência de anéis para minimizar o efeito corona e as exigências relativas ao cabo conector na alta tensão fornecidos pela concessionária.

Os equipamentos de medição devem ser acomodados preferencialmente em invólucros metálicos de forma a minimizar os níveis de ruídos existentes. O fabricante dos equipamentos de medição normalmente estabelece em sua especificação os níveis de interferência a que o equipamento pode ser submetido, e os cuidados no seu acondicionamento.

A temperatura e a umidade no local da medição devem estar dentro da faixa permitida pelo fabricante do equipamento.

Os equipamentos de medição deverão ser colocados sobre uma superfície que não esteja sujeita a choques e vibrações mecânicas, sendo aconselhável que a concessionária e o prestador de serviços estabeleçam um procedimento de limitar o acesso ao local e informar estes cuidados a todos operadores da subestação.

3.4.4. Calibração dos instrumentos de medição

Este item trata da calibração dos instrumentos de medição e fontes de sinal que serão utilizados na medição. É importante enfatizar que este procedimento difere completamente da calibração dos transdutores de tensão, efetuada após o levantamento da resposta em frequência dos mesmos, tratados no item 3.5 deste capítulo.

Os instrumentos a serem usados na medição devem ser calibrados antes de ir à campo. É um procedimento comum nas empresas, usuárias de equipamentos de precisão, que a diferença entre a data contida no certificado de calibração e a atual seja inferior a um ano.

Todos os instrumentos existentes possuem uma classe de precisão cujo custo é inversamente proporcional, ou seja, quanto menor a classe de precisão mais caro é o instrumento.

A calibração consiste na verificação e nos ajustes periódicos a serem realizados de forma a adequar os instrumentos de medida ou fontes de sinal aos padrões correspondentes às suas classes de precisão.

Os padrões para comparação obedecem às normas do Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO). Devido à grande demanda existente por calibração, o INMETRO organizou a Rede Brasileira de Calibração, na qual estão credenciados diversos laboratórios, em todo território nacional, que são capazes de prover este serviço.

O trabalho do laboratório credenciado consiste na emissão de um certificado de calibração, com o logotipo do INMETRO, relatando os desvios e as incertezas com relação aos padrões. Cabe ressaltar que após receber este certificado, a empresa, proprietária do instrumento, precisa implementar os ajustes necessários ao equipamento. Em equipamentos analógicos estes ajustes são obtidos através da graduação de controles de ganho, de nível de sinal, de resistência de potenciômetros entre outros. Em modernos equipamentos digitais durante a calibração são automaticamente gerados arquivos de correção que residem no próprio instrumento e, portanto, não são necessários ajustes adicionais.

No caso de equipamentos usados nas medições do ONS, estes devem ser calibrados nos requisitos de tensão CA, frequência elétrica e tempo. A calibração deve ser feita tanto em instrumentos de medida como em fontes de sinal que eventualmente serão utilizadas.

Lembra-se ainda que a calibração é um objeto individual que se realiza em cada instrumento, logo, não existe calibração que possa assegurar o desempenho de um lote de instrumentos.

A correta calibração dos instrumentos é imprescindível para a medição do indicador K^5 , que exprime o desequilíbrio de tensão através de percentagem entre as amplitudes das componentes de sequência negativa e positiva. Como se sabe, o cálculo das componentes de sequência positiva e negativa considera as tensões nas três fases; na eventualidade de uma fase específica estar descalibrada, o valor medido do indicador K estará comprometido.

3.4.5. Realização de testes mínimos no local da medição

Após a conexão dos instrumentos de medição aos transdutores de tensão recomenda-se a realização de alguns testes no ambiente real.

⁵ Divisão entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva da tensão expressa em percentual.

3.4.5.1. Teste de amplitude do sinal

Todas as fases de todos os instrumentos de medição devem ser conectadas entre uma única fase e o neutro do transdutor, durante um período correspondente de pelo menos 30 minutos.

O objetivo deste teste é verificar se o resultado das amplitudes das tensões nas três fases é a mesma e, conseqüentemente, os níveis de flutuação e distorção harmônica da tensão são os mesmos para as três fases.

Caso os instrumentos de medida tenham a disponibilidade de mostrar os níveis de tensão eficaz que foram adquiridos durante o teste citado acima, recomenda-se que este valor deva ser comparado com o de outro instrumento de medição, como por exemplo, um multímetro digital transportável, que também tenha permanecido conectado aos mesmos bornes.

Na eventualidade dos níveis medidos de amplitude eficaz (rms), flutuação ou distorção harmônica de tensão diferir em mais de 5% entre as fases, ou ainda, apresentarem valores absurdos e incompatíveis, os trabalhos de medição devem ser suspensos até que se descubra a causa da discrepância encontrada.

3.4.5.2. Teste da sequência de fases

As fases “A”, “B”, “C” e neutro de todos os instrumentos devem ser conectadas ao secundário dos transdutores durante um período correspondente de pelo menos 30 minutos.

O objetivo deste teste é verificar se a sequência de fases está correta. Para tanto, verifica-se o resultado do indicador K , desequilíbrio de tensão, que é obtido pela percentagem da componente de sequência negativa com relação à positiva. Se, eventualmente, o valor do indicador K , durante os 30 minutos, superar o nível de 10%, será um indicativo de que há problemas com os sinais oriundos dos transdutores, como:

- a) Inversão da sequência de fases. Caso seja constatado este problema é necessário inverter duas fases do secundário do transdutor e repetir o teste por mais 30 minutos.
- b) Sinais discrepantes oriundos eventualmente de outras fontes que não os transdutores de tensão.

Mesmo que algum dos instrumentos de medida tenha a disponibilidade de mostrar a sequência de fase em tempo real, ainda assim o teste deve ser executado, pois há o perigo do instrumento que mede o desequilíbrio de tensão estar conectado com a sequência inversa.

Na eventualidade de se inverter a sequência de fases e ainda assim o valor do indicador *K* apresentar valor incompatível, a medição deve ser suspensa até que se descubra a causa da discrepância encontrada.

3.4.6. Ruídos e interferências dos demais equipamentos da Subestação

Considera-se que dentro da sala de controles da subestação, ou na sala de relés, os ruídos e interferências que porventura existirem são compatíveis com os medidores, analisadores e computadores portáteis a serem utilizados.

No caso do uso de DCP ou unidade capacitiva conectada ao *tap* da bucha de transformadores/reatores, eventualmente, será necessário providenciar alimentação CA adicional aos equipamentos de medição em algum local da subestação que não a possua. Nestes casos, recomenda-se o uso de transformador de isolamento com o neutro do lado da carga aterrado na malha de aterramento da subestação.

3.5. Determinação da resposta em frequência dos Transdutores

A característica da resposta em frequência de transdutores permite qualificar e quantificar o sistema de medição no domínio da frequência. O levantamento desta característica torna possível o conhecimento do comportamento de um determinado transdutor para uma faixa de frequência de interesse.

O objetivo do levantamento da resposta em frequência dos transdutores é efetuar a calibração das medições no secundário de forma a refletirem os sinais vistos do primário. Embora o termo calibração seja o mesmo, o procedimento usado para calibração dos transdutores de tensão difere completamente daquele empregado para calibração dos instrumentos de medida apresentado no item 3.4.4.

A faixa de frequência compreendida entre 120 e 3000 Hz é a de interesse nas medições de desequilíbrios, flutuação e distorção harmônica de tensão. A determinação da resposta em frequência dos transdutores e a calibração dos valores obtidos no secundário são essenciais para a correta medição da distorção harmônica de tensão.

3.5.1. Tipos de Transdutores existentes e suas características

Os transdutores de tensão, usados para reduzir a tensão do nível do sistema para o nível dos instrumentos, podem ser de diversos tipos. Os próximos itens descrevem os tipos mais usuais para os níveis de tensão iguais ou superiores a 230 kV da rede básica: Transformador de potencial capacitivo (TPC), transformador de potencial indutivo (TPI), divisor capacitivo de potencial (DCP) e *tap* capacitivo de buchas de transformadores / reatores de potência.

3.5.1.1. Transformadores de Potencial Capacitivo

Este transdutor é constituído basicamente por capacitores que dividem a tensão, conectados em série dentro de um invólucro de porcelana, transformador indutivo que reduz a tensão de um nível intermediário, por exemplo, 15 kV, para o nível de tensão secundária de saída do TPC. Normalmente tais dispositivos contam também com reator de compensação, filtro supressor de ferorrressonância e enrolamentos de ajuste. A Figura 3.3 mostra uma foto de um TPC durante ensaio em laboratório.



Figura 3.3 – Transformador de Potencial Capacitivo

Ao se utilizar TPC para medição de harmônicas de tensão, os seguintes pontos devem ser considerados:

- a) O equipamento já está inserido no sistema e, portanto, não há necessidade da conexão de nenhum dispositivo adicional cuja inserção implicaria em aumento no risco de falha do sistema elétrico interligado.
- b) Não possui uma característica linear no domínio da frequência, portanto, para realização da medição de harmônicas torna-se necessário a obtenção da resposta em frequência de cada TPC para se estabelecer uma curva de calibração.
- c) Existe a necessidade de desligamento do trecho de barramento do módulo de manobra⁶ onde se encontram instalados os TPC para possibilitar o levantamento da resposta em frequência. Estima-se que o tempo necessário seja de um dia útil para um sistema trifásico, isto é, três unidades de TPC. Este tempo poderá sofrer alteração dependendo das características de cada instalação.

A Figura 3.4 mostra um diagrama esquemático com os equipamentos e ligações necessários para o levantamento da resposta em frequência de um TPC.

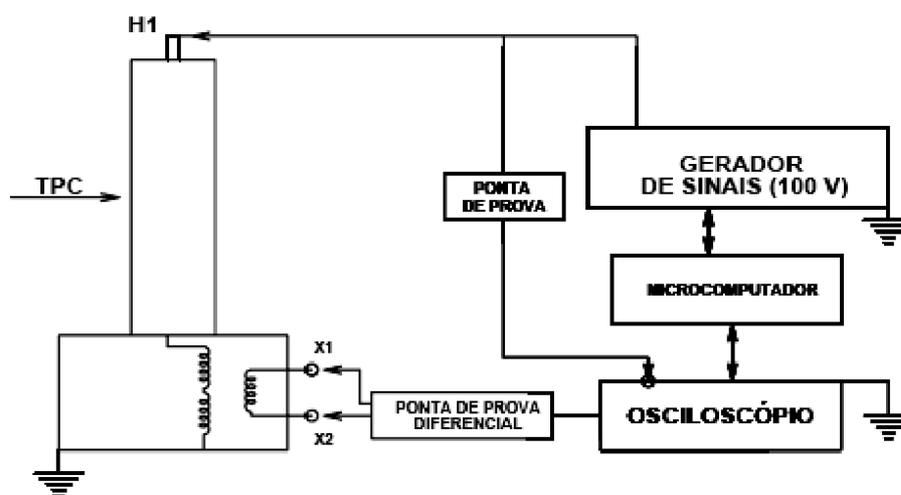


Figura 3.4 – Sistema de Medição de Resposta em Frequência de um TPC

De acordo com *Kezunovic et al* [36], um modelo de TPC aplicável para estudos em frequências acima de 60 Hz precisa levar em consideração as capacitâncias parasitas entre os enrolamentos e as capacitâncias parasitas entre cada enrolamento e o aterramento. O autor apresenta um modelo simplificado de TPC que, operando em frequências acima de 60 Hz,

⁶ Espaço físico, numa subestação, com os acessórios necessários, reservada à conexão de equipamentos para atender ao sistema elétrico.

pode ser representado conforme a Figura 3.5. Este modelo simplificado consiste basicamente de cinco elementos principais:

- Coluna capacitiva (C_1 e C_2);
- Reator de compensação (R_c , L_c e C_c);
- Transformador de potencial indutivo (R_p , L_p , C_p , R_m e L_m);
- Circuito supressor de ferroressonância (R_f , L_f , M e C_f);
- Carga R_o .

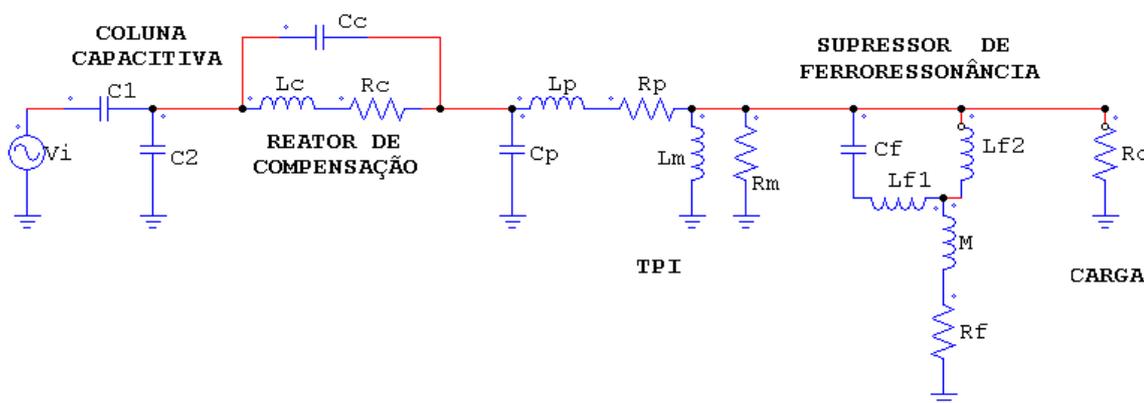


Figura 3.5 – Modelo simplificado de um TPC

3.5.1.2. Transformadores de Potencial Indutivo

Este transdutor é constituído basicamente por um transformador indutivo que reduz a tensão para o nível de tensão secundária. É raramente empregado em níveis de tensão de 230 kV ou acima. No entanto, estes dispositivos ainda são encontrados em algumas instalações.

Normalmente, a resposta em frequência destes dispositivos apresenta característica plana até frequências da ordem da décima segunda harmônica. Em frequências mais altas há atenuação e amplificação na passagem do primário para o secundário.

O levantamento da característica em frequência deste tipo de dispositivo é idêntico ao descrito no item 3.5.1.1 que trata do transformador de potencial capacitivo.

3.5.1.3. Divisor Capacitivo de Potencial

Este transdutor, divisor tipo capacitivo puro, tem como característica principal a linearidade no domínio da frequência, principalmente para o espectro característico de harmônicas. A Figura 3.6 mostra a foto de três unidades DCP conectadas a um barramento de alta tensão.



Figura 3.6 – Três unidades de Divisor Capacitivo de Potencial

Para obter-se um transdutor de tensão a partir de capacitores de alta tensão, utilizam-se duas unidades capacitivas ligadas em série. A primeira é chamada de unidade de alta tensão, e a segunda de unidade de baixa tensão; a Figura 3.7 é uma foto da unidade de baixa tensão. O sinal, atenuado por este dispositivo, é então capturado para o sistema de medição.



Figura 3.7 – Detalhe da unidade capacitiva de baixa tensão

Estas unidades capacitivas devem ser adequadas quanto a sua suportabilidade dielétrica e quanto ao uso externo (ao tempo), já que as mesmas deverão permanecer instaladas no sistema sujeitas, portanto, às intempéries, por um período de tempo de pelo menos sete dias consecutivos.

O sinal desejado é obtido na unidade de baixa tensão e conduzido através de um cabo coaxial até o sistema de medição apropriado.

Os divisores capacitivos apresentam como característica principal a possibilidade de utilização em vários níveis de tensão, bastando para isto a adequação de várias unidades de baixa tensão com fatores de escala compatíveis com os valores de tensão do sistema, observando-se a característica dielétrica de cada unidade capacitiva utilizada.

Ao se utilizar DCPs para medição de harmônicas de tensão, os seguintes pontos devem ser considerados:

- a) Existe a necessidade de desconexão do módulo de manobra (*bay*) ou de parte do barramento para a conexão dos DCP no início do período de monitoração e no final do mesmo;
- b) Para sua instalação deve ser prevista sua fixação sobre uma estrutura isolada, afastada do solo aproximadamente 1,5 m, e com estabilidade suficiente para suportar as variações atmosféricas, já que o mesmo deve permanecer conectado ao sistema por um longo período. Na montagem dos divisores deve-se observar as distâncias mínima de isolamento que dependem do nível de tensão do sistema;
- c) Deve ser previsto o uso de anéis anti-corona (toróides) nos divisores capacitivos; estes anéis devem ser compatíveis com as classes de tensões dos divisores;
- d) A calibração da curva de resposta em frequência de cada unidade, bem como dos fatores de escala destas unidades, poderá ser realizada em laboratório, podendo ser calibradas anualmente por entidades credenciadas. Esta calibração consiste na determinação do fator de escala e na caracterização no domínio da frequência de cada conjunto (unidade de alta tensão mais unidade de baixa tensão). A caracterização no domínio da frequência do conjunto pode também ser obtida a partir da resposta ao degrau unitário;
- e) Para sistemas acima de 230 kV deve ser considerado, além do custo para a aquisição dos capacitores que formarão a unidade de alta tensão, o custo

operacional com o deslocamento dessas unidades para participação em diversas campanhas de medição.

A Figura 3.8 mostra um diagrama esquemático com os equipamentos e ligações necessárias para o levantamento da resposta em frequência de um DCP.

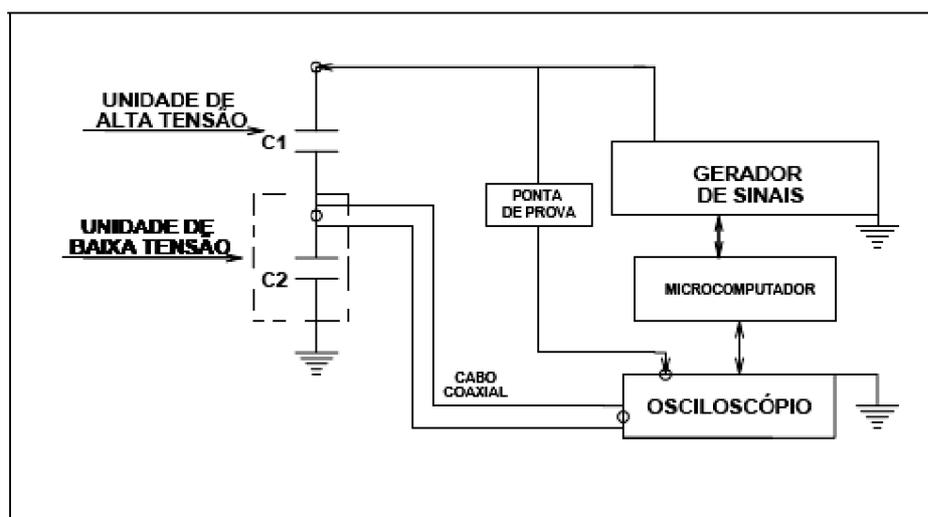


Figura 3.8 – Sistema de medição de resposta em frequência de um DCP ou de uma unidade capacitiva conectada ao *tap* da bucha de um transformador/reator

3.5.1.4. *Tap* capacitivo de buchas de transformadores ou reatores de potência

O transdutor obtido utilizando-se o *tap* da bucha dos transformadores / reatores de potência, instalados no sistema, poderá ser utilizado para a realização de medição de harmônicas. A Figura 3.9 mostra uma foto das buchas de um transformador trifásico de alta tensão.



Figura 3.9 – Buchas de um transformador trifásico de alta tensão

O princípio utilizado é o mesmo do divisor capacitivo puro, pois a capacitância da bucha é utilizada como capacitor de alta tensão e no *tap* da bucha é instalado um dispositivo contendo capacitores formando a unidade de baixa tensão. A Figura 3.10 é uma foto mostrando em detalhe o *tap* capacitivo da bucha conectada à unidade capacitiva de baixa tensão.



Figura 3.10 – Detalhe de unidade capacitiva de baixa tensão conectada ao *tap* capacitivo da bucha

O sinal desejado é obtido na unidade de baixa tensão e conduzido através de um cabo coaxial até o sistema de medição apropriado.

Ao se utilizar o *tap* capacitivo da bucha de transformadores/reatores de potência para medição de harmônicas de tensão, os seguintes pontos devem ser considerados:

- a) Existe a necessidade da conexão de dispositivo adicional, unidade capacitiva de baixa tensão cuja inserção implica em aumento no risco de falha do sistema elétrico interligado. Porém, este risco é bem menor do que no caso dos DCP, pois estas unidades serão conectadas apenas na baixa tensão;
- b) Existe a necessidade de desconexão do transformador ou reator para conexão da unidade capacitiva e obtenção da resposta em frequência do conjunto bucha mais unidade de baixa tensão (incluindo o cabo de medição) no início da campanha de monitoramento e no final da mesma. Também seria possível a permanência da unidade de baixa tensão conectada à bucha, com o sinal já atenuado disponível ao nível do solo, o que permitiria realizar qualquer tipo de medição sem a necessidade da realização de desligamentos no sistema;
- c) A calibração deverá ser realizada em cada bucha, sendo que cada unidade de baixa tensão terá utilização dedicada, ou seja, uma unidade de baixa tensão para cada bucha, o que permitiria que nova calibração do sistema fosse realizada com intervalos de, no mínimo, um ano. A determinação do fator de escala poderá ser obtida através da medição do sinal de 60 Hz, disponível na unidade de baixa tensão, e comparando-o com o valor da tensão na fase do sistema onde a bucha está conectada;
- d) Esta calibração, da mesma forma que no divisor capacitivo, consiste no levantamento do fator de escala de cada conjunto (unidade de alta tensão mais unidade de baixa tensão), bem como no levantamento da característica em frequência, que pode ser obtida pela resposta em frequência do conjunto ou pela realização da resposta ao degrau unitário;
- e) O dispositivo de baixa tensão deverá ser apropriado para operar sujeito às intempéries, uma vez que será instalado externamente (ao tempo) durante todo o período de medição;
- f) Uma vantagem adicional de se optar por este dispositivo é a possibilidade de realizar uma calibração do conjunto bucha mais unidade de baixa tensão, cujo ajuste permita resposta no domínio da frequência para medição de transitórios de

tensão oriundos de manobras de equipamentos ou de surtos atmosféricos, ou seja, centenas de kHz;

O diagrama esquemático com os equipamentos e as ligações necessárias para o levantamento da resposta em frequência de uma unidade capacitiva conectada ao *tap* da bucha de um transformador / reator de potência é o mesmo mostrado na Figura 3.4 do item 3.5.1.1 (TPC).

3.5.2. Determinação da resposta em frequência dos Transdutores

A determinação da resposta em frequência consiste basicamente em impor uma tensão ao primário do transdutor, lado de alta tensão, e medir a tensão induzida no secundário, lado de baixa tensão. No caso da utilização de DCP ou de *tap* capacitivo das buchas dos transformadores/reatores de potência, esta mesma metodologia serve tanto para o levantamento da resposta em frequência como para determinação do ajuste da unidade de baixa tensão.

3.5.2.1. Transformadores de Potencial Capacitivo

Aplicação de tensão com cerca de 100 V_{rms}, variável com a frequência entre 40 Hz e 5 kHz.

É necessário o uso de uma fonte de tensão com frequência variável capaz de gerar 100 V_{rms} entre 40 Hz e 5 kHz, um osciloscópio digital de no mínimo 2 canais, sendo um canal para medição da tensão aplicada ao terminal de alta tensão do TPC e outro para medir a tensão transferida para o terminal de baixa tensão. Um microcomputador portátil deve ser utilizado para automação da medição, armazenamento e análise dos dados.

As curvas, praticamente sobrepostas, mostradas na Figura 3.11, mostram exemplos de levantamento da característica em frequência de um TPC realizada por dois processos, aplicando 100 V e 10 V ao primário.

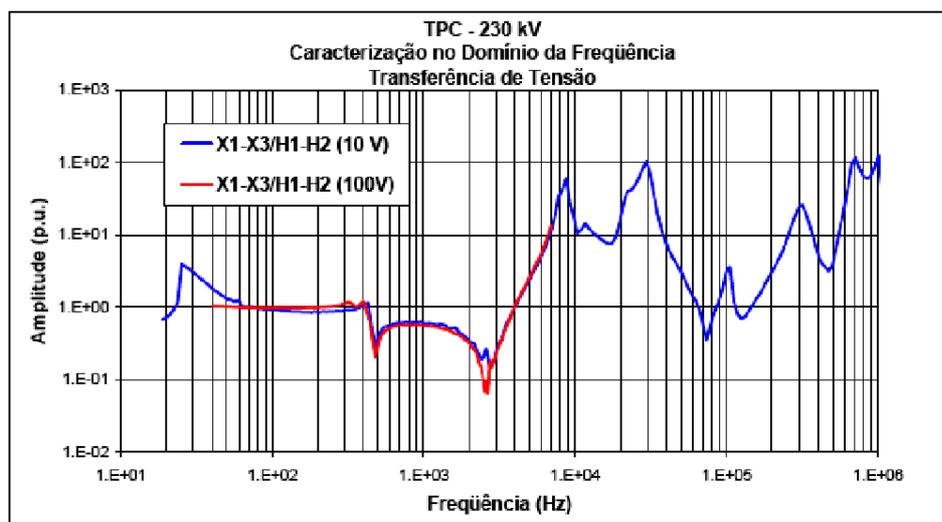


Figura 3.11 – Característica em frequência de um TPC

3.5.2.2. Divisor Capacitivo de Potencial e Unidade Capacitiva conectada ao *tap* da bucha

Aplicação de tensão de cerca de $7 V_{rms}$, variável com a frequência entre 40 Hz e 5 kHz.

Para a realização deste procedimento é necessário o uso de um gerador de funções, com frequência variável capaz de gerar um sinal de cerca de $7 V_{rms}$ entre 40 Hz e 5 kHz, um osciloscópio digital de no mínimo 2 canais, sendo um canal para medição da tensão aplicada ao terminal de alta tensão do divisor capacitivo, e outro para medir a tensão transferida para o terminal de baixa tensão. Um microcomputador portátil deve ser utilizado para automação da medição, armazenamento e análise dos dados.

Outro procedimento para avaliação do conjunto no domínio da frequência seria a realização da resposta ao degrau unitário do conjunto. Esta medição consiste em aplicar um degrau unitário de até 300 V no terminal de alta tensão, e medir a resposta a este degrau na unidade de baixa tensão.

A fim de desacoplar o sinal de tensão obtido na unidade de baixa tensão do transdutor dos equipamentos de medição conectados na sala de controle da subestação, sugere-se inserir um transformador de isolamento com características especiais, de relação 1:1 para o nível de tensão de 220 V. Este transformador, além de desacoplar o sinal conduzido pelo cabo coaxial, atua como um filtro de rádio frequência (RF) para interferências conduzidas ou induzidas através do cabo. A Figura 3.12 mostra uma foto deste dispositivo.

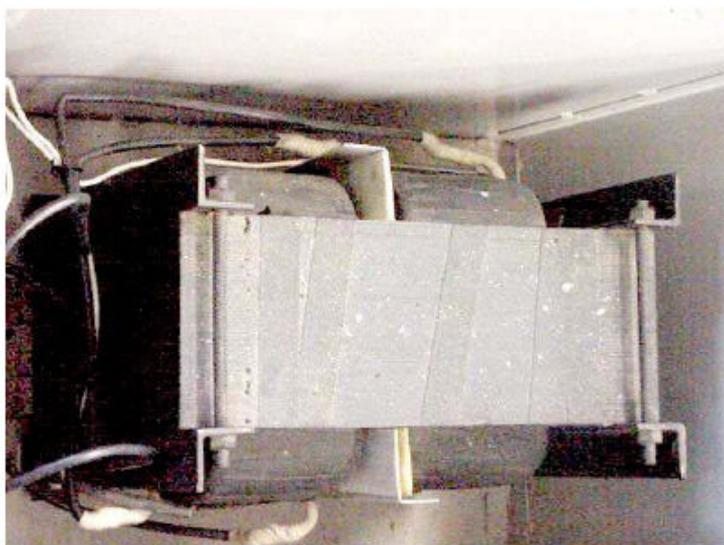


Figura 3.12 – Foto de um transformador de isolamento de 2 kVA

Este tipo de transformador apresenta uma característica de linearidade no domínio da frequência dentro da faixa de interesse para medições de harmônicas. A Figura 3.13 mostra a curva de resposta em frequência, deste transformador, obtida experimentalmente (medida).

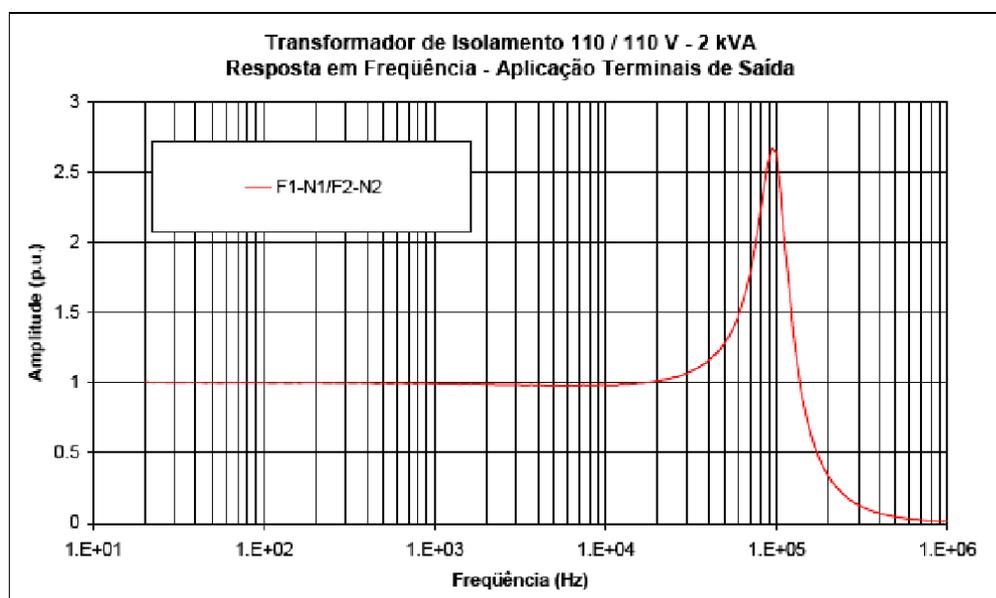


Figura 3.13 – Curva de resposta em frequência de um transformador de isolamento

3.6. Proposta de procedimentos para a medição do indicador de desequilíbrio de tensão

Em sistemas trifásicos as tensões geradas nas três fases têm mesma amplitude e são defasadas de 120 graus elétricos. No entanto, as tensões percebidas nos sistemas de transmissão, distribuição e no consumidor final podem possuir diversos graus de desequilíbrios.

O principal efeito de distúrbios devidos a desequilíbrios de tensão na rede elétrica é o sobreaquecimento de motores trifásicos, bem como sua interferência na proteção destes dispositivos, isto é, o desequilíbrio de tensão pode produzir desequilíbrio de corrente que, por sua vez, pode disparar a proteção de grandes motores trifásicos.

Entre as causas de desequilíbrios em sistemas de transmissão destacam-se:

- a) Subestações de onde partam, do barramento secundário, alimentações de ferrovias ou grandes veículos de tração monofásicos;
- b) Subestações de onde partam, do barramento secundário, alimentações de usinas siderúrgicas que utilizem fornos a arco;
- c) Existência de transformadores que operem, ainda que temporariamente, com uma fase em aberto (desligada);
- d) Transposição incompleta ou assimétrica de linhas de transmissão;
- e) Operação de bancos de capacitores trifásicos com fusíveis queimados.

3.6.1. Valor limite para o indicador de desequilíbrio de tensão

O Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede [1] estabelece que, o limite global, ou padrão, corresponde a um nível de 2%.

O nível representativo do indicador, que deve ser comparado com o padrão, na medição, é o indicador K , resultado da divisão entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva da tensão expressa em percentagem desta última, dado pela seguinte expressão:

$$K = \left(\frac{V_-}{V_+} \right) \times 100 \quad (\%) \quad (\text{Eq. 3.1})$$

Onde:

V_- é a componente de sequência negativa da tensão;

V_+ é a componente de sequência positiva da tensão.

O indicador K deve ser obtido, através dos procedimentos propostos, da seguinte forma:

- a) Para cada período de 24 horas estabelece-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos;
- b) O maior dos valores assim obtidos, nos sete dias de medição, resulta no indicador *KD95%*, que deve ser comparado ao padrão;
- c) Caso as componentes de tensão de sequência negativa variem de forma intermitente e repetitiva, será permitido que os limites especificados sejam ultrapassados até o dobro, desde que a duração cumulativa, acima dos limites estabelecidos, não ultrapasse 5% do período de monitoramento;
- d) Os agentes de transmissão devem agir junto aos seus usuários para evitar que cargas desbalanceadas, ou equipamentos operando de forma desequilibrada, comprometam o limite global estabelecido;
- e) O ONS deve estabelecer, com a participação dos agentes de transmissão, as barras da Rede Básica onde serão realizadas as medições de QEE;
- f) O processo de apuração do valor dos indicadores deverá ser realizado através de medições com sete dias consecutivos de duração. O indicador *K* será integralizado em intervalos de 10 minutos;
- g) Em barramentos da RB em que houver registros de reclamações, ou quando da presença de cargas não lineares cujo desempenho implique na ocorrência de valores expressivos dos referidos indicadores, pode ser necessária uma campanha de medição contínua, conhecida como Campanha Extraordinária. O objeto desta dissertação é a Campanha Normal, com sete dias de duração. No entanto, os procedimentos que se aplicarem poderão também ser usados em campanhas de medição contínuas;
- h) O conjunto de dados obtidos durante uma campanha de medição deverá ser enviado ao ONS, em formato pré-estabelecido: *Extensible Markup Transform (XML)*. O prazo estabelecido no Procedimento de Rede [1] para o envio destes dados é de até cinco dias após a sua apuração.

3.6.2. Medição dos indicadores de desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão na Rede Básica deve ser medido através de instrumento que se conecte às três fases e ao neutro dos transdutores.

A norma IEC 61000-4-30 [5] sobre qualidade de energia e o guia canadense CEA - *Canadian Electricity Association* [29] definem, respectivamente, os protocolos para obtenção dos indicadores u_2 e V_{uf} , que são semelhantes ao indicador K , conforme mostrado na equação 3.2. Estabelecem que deva ser calculado através da razão entre os módulos das componentes de sequência negativa e positiva, obtidos através da componente fundamental das tensões nas três fases, através da Transformada Rápida de Fourier (TRF) do sinal original.

$$K = u_2 = V_{uf} = \left(\frac{V_-}{V_+} \right) \times 100 \quad (\%) \quad (\text{Eq. 3.2})$$

Onde:

V_- é a componente de sequência negativa da tensão;

V_+ é a componente de sequência positiva da tensão.

O guia canadense CEA [29] ressalta que se o indicador for medido através de amostras obtidas em um tempo muito curto (*snapshots*), seus valores podem variar da metade ao dobro dos valores obtidos para o indicador através da avaliação contínua durante um intervalo de tempo maior.

A norma IEC 61000-4-30 [5] prevê que as componentes de sequência sejam calculadas a partir da componente fundamental, obtida através de TRF das tensões nas três fases. Esta norma enfatiza que a janela de aquisição para TRF seja de 12 ciclos para sistemas que operem na frequência de 60 Hz.

O trabalho UFU-ONS 03-33-00 [26] coordenado pelo ONS, realizou testes em diversos instrumentos de medição de Qualidade de Energia que, entre outros parâmetros, mediam o desequilíbrio de tensão. O relatório de Ribeiro [27] sobre o desempenho funcional de instrumentos de medição de qualidade de energia elétrica apresenta os resultados deste trabalho.

No âmbito desta dissertação, as sugestões para as exigências com relação aos instrumentos de medição dos indicadores de desequilíbrio são as seguintes:

- a) Devem fornecer resultados do indicador K de 10 em 10 minutos de acordo com o estabelecido nos Procedimentos de Rede do ONS [1]. Desta forma, o agente da transmissão terá, no final da medição, uma planilha com 1008 valores de K ;

- b) Devem fornecer os sete valores do indicador $Kd95\%$, que correspondem aos valores diários com 5% de probabilidade de serem excedidos;
- c) Devem fornecer o valor $KD95\%$, que será comparado com o padrão global de 2%. Este indicador corresponde ao maior dos sete indicadores $Kd95\%$;
- d) Devem permitir a geração de relatórios com elevado grau de automatismo, e permitir a exportação de dados para posterior carregamento no banco de dados do ONS.

3.6.3. Forma de apresentação dos resultados das medições

Os resultados devem ser apresentados através de arquivo em formato XML, visando carregar diretamente no banco de dados do ONS.

O formato XML é a abreviatura de *Extensible Markup Language*, que foi concebido para melhorar a flexibilidade da *Web*, prover maior flexibilidade e melhor adaptação às tecnologias de identificação da informação.

É uma linguagem intermediária entre a rígida HTML (*Hipertext Markup Language*) e a muito flexível e complexa SGML (*Standart Generalized Markup Language*).

O formato XML é um projeto do *World Wide Web Consortium* (W3C), e o desenvolvimento da especificação é supervisionado pelo *XML Working Group*, cuja primeira versão data de Fevereiro de 1998.

Durante o período de medição, os dados de desequilíbrio de tensão, com a data e hora correspondentes, são armazenados no banco de dados associado ao instrumento de medição. Para a apresentação dos resultados é necessário que estes dados sejam disponibilizados de forma automática. A Figura 3.14 mostra um diagrama do fluxo de dados.

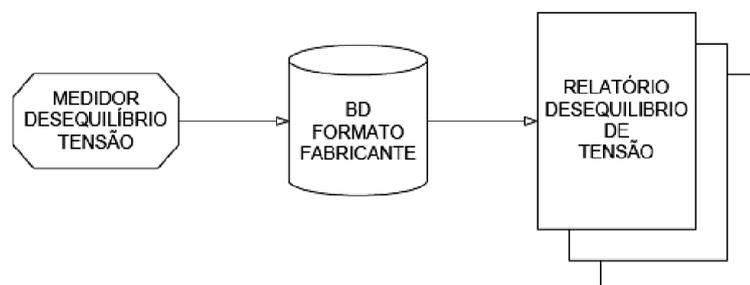


Figura 3.14 – Diagrama do fluxo de dados para geração do relatório

O arquivo em formato XML para o fenômeno de desequilíbrio de tensão deve enfatizar as seguintes informações:

- a) Subestação(ões) medida(s);
- b) Barramento(s) medido(s);
- c) Período de medição indicando a hora inicial, com precisão de segundos, do primeiro dia que definirá cada período de 24 horas;
- d) Descrição das principais características do instrumento utilizado:
 - Obtenção do indicador K a cada 10 minutos: uma única amostra, média de várias amostras, integralização contínua, número de ciclos para cálculo de TRF e todas as outras informações disponíveis;
 - Saída dos resultados a cada 10 minutos: papel impresso, arquivos gravados, conversão destes arquivos para o formato de planilha de cálculo e outras situações. Ressalta-se que é imprescindível que a saída do instrumento forneça o indicador K a cada 10 minutos, bem como a data e hora de obtenção do mesmo.

Com o objetivo de se obter uma visualização mais expedita, propõe-se a apresentação dos resultados do indicador K através de gráfico do tipo linha mostrando a tendência do indicador K durante os sete dias de medição. A Figura 3.15 mostra um exemplo de gráfico que foi feito através de uma planilha de cálculo, onde na primeira coluna consta o dia e a hora da medição, e na segunda coluna o indicador K correspondente.

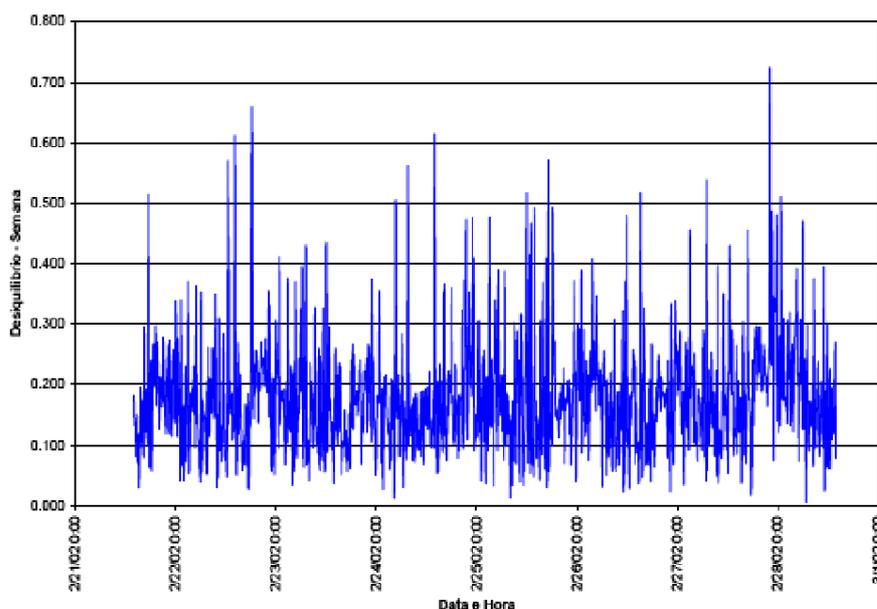


Figura 3.15 – Exemplo de gráfico de linha mostrando a tendência do indicador K

Estes mesmos resultados podem ser apresentados através histograma dos valores do indicador K obtidos durante a medição. O histograma deverá conter um eixo horizontal com pelo menos dez categorias da variável aleatória K e dois eixos verticais; o primeiro contendo o número de ocorrências em cada categoria e o segundo contendo a probabilidade acumulada. A Figura 3.16 mostra o exemplo de um histograma feito com o auxílio de uma planilha de cálculo para os valores do indicador K ;

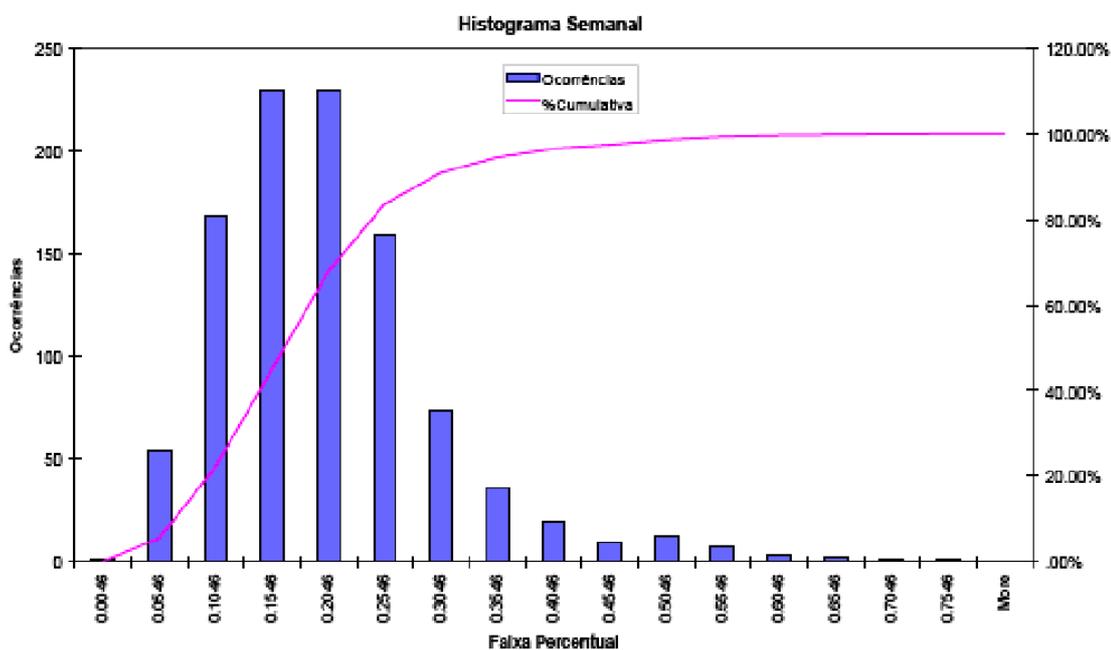


Figura 3.16 – Exemplo de histograma do indicador K durante os sete dias de medição

Para um resumo dos valores obtidos na medição do indicador de desequilíbrio de tensão, propõe-se a apresentação dos resultados através de uma tabela dos resultados e que contenha os sete valores de $Kd95\%$ e o valor de $KD95\%$ que será comparado ao padrão global.

3.7. Proposta de procedimento para a medição do indicador de flutuação de tensão

Os termos flutuação de tensão e cintilação luminosa (*flicker*) têm sido usados quase que indistintamente para denominar um mesmo fenômeno. No entanto, embora tais fenômenos estejam intimamente relacionados, é preciso deixar clara a diferença entre os dois.

Flutuações de tensão são variações no valor eficaz da tensão em uma barra da rede elétrica. Tais variações de tensão podem ser:

- a) Repetitivas, normalmente associadas à operação de cargas não lineares com consumo variável de potência, como fornos a arco;
- b) Esporádicas, normalmente associadas a manobras na rede elétrica.

Geralmente, as variações de tensão associadas a flutuações de tensão são insuficientes para causar problemas em equipamentos elétricos. Contudo, quando tais variações ocorrem em circuitos elétricos que alimentam lâmpadas, a cintilação luminosa resultante pode causar perturbação visual em seres humanos. *Flicker* é a cintilação luminosa que ocorre em lâmpadas submetidas a tensões flutuantes. Dependendo da forma e da frequência com que ocorrem as flutuações de tensão nas lâmpadas, a cintilação luminosa é mais ou menos perceptível pelo olho e cérebro humanos. O *flicker* está, portanto, associado à fisiologia humana.

Os principais indicadores para medição de *flicker* são os indicadores adimensionais *Pst* (*Probability Short Term*) e *Plt* (*Probability Long Term*). O *Pst* quantifica a severidade do *flicker* em períodos de 10 minutos, e se aplica à avaliação do impacto de flutuações causadas por cargas individuais com ciclo de operação curto. A obtenção do *Pst* é feita pelo flickerímetro definido na norma IEC 61000-4-15 [6].

O indicador *Plt* quantifica a severidade do *flicker* em períodos de duas horas e se aplica à avaliação do impacto de flutuações causadas pelo efeito combinado de diversas cargas operando aleatoriamente ou de cargas individuais com ciclos de operação longos. O *Plt* é derivado a partir do *Pst* através da seguinte fórmula:

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{12} Pst_i^3}{12}} \quad (\text{Eq. 3.3})$$

Onde:

Pst_i são leituras consecutivas de valores de *Pst* em intervalos de 10 minutos.

A Figura 3.17 mostra curvas de Pst igual a 1 para variações retangulares de tensão. Nestas curvas, o eixo horizontal corresponde à frequência da variação de tensão, e o eixo vertical corresponde à porcentagem de variação de tensão em relação à tensão eficaz. São apresentadas curvas para três níveis de tensão: 230 V, 120 V e 100 V, correspondentes a diferentes lâmpadas incandescentes. As curvas de Pst igual a 1 mostram o limiar de irritabilidade visual causada pelo *flicker*.

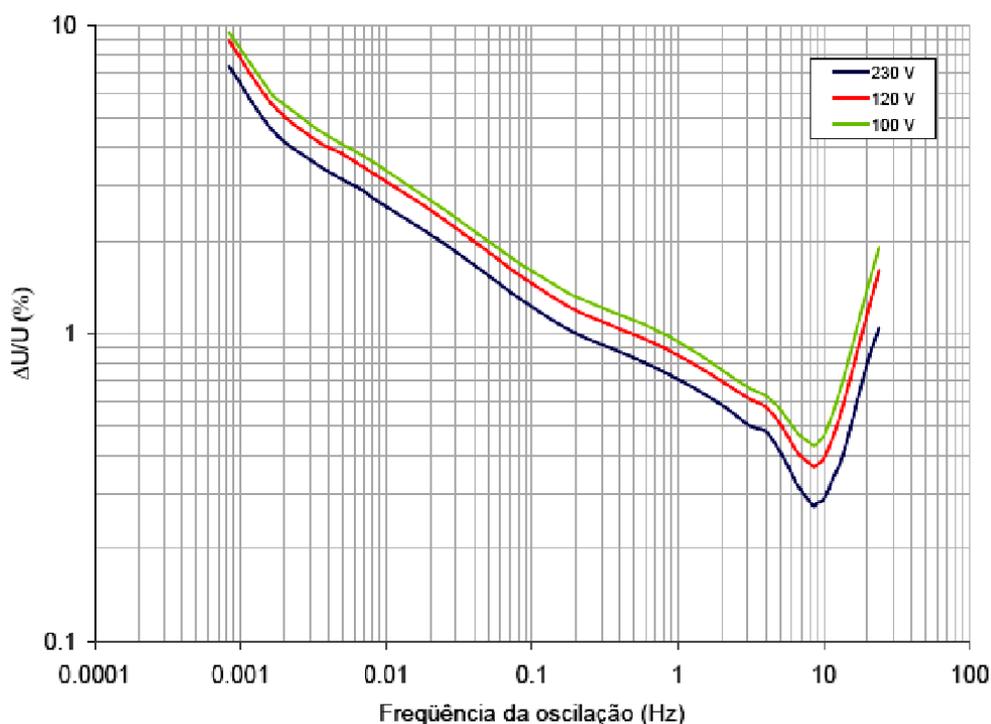


Figura 3.17 – Curva de $Pst = 1$ para variações retangulares de tensão

3.7.1. Valor limite para o indicador de flutuação de tensão

O Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede, em seu subitem 9 [1], estabelece que apenas as cintilações luminosas (*flicker*) associadas às flutuações de tensão são consideradas.

Seus níveis de severidade são quantificados pelos indicadores Pst e Plt , conforme recomendação da norma IEC 61000-4-15 [6] e mostrado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Limites de severidade da flutuação de tensão

Indicador	Limite Global Inferior	Limite Global Superior
$PstD95\%$	1,2%	2,5%
$PltD95\%$	1,0%	2,0%

Devido ao caráter subjetivo do incômodo causado pela cintilação luminosa, adotaram-se dois limites para cada indicador estabelecido no item anterior: Limite Global Inferior e Limite Global Superior. A Tabela 3.2 mostra as ações preconizadas pelo ONS diante da subjetividade deste fenômeno.

Tabela 3.2 – Qualidade da tensão quanto a flutuação

Qualidade da tensão	Indicadores	Ação
Adequada	$PstD95\%$ e $PltS95\% < \text{Limite Global Inferior}$	Nada a fazer
Estado de observação	$\text{Limite Global Inferior} < PstD95\%$ e $PltS95\% \leq \text{Limite Global Superior}$	Caso haja queixas de consumidores, ONS busca soluções junto aos agentes
Inadequada	$PstD95\%$ e $PltS95\% > \text{Limite Global Superior}$	ONS define ações mitigadoras após investigações

Os valores dos Limites Globais Inferiores e Superiores para flutuação de tensão, que foram mostrados na Tabela 3.1, foram definidos para sistemas de tensão secundária de 220 V, e o fator de transferência (FT) indica a atenuação esperada entre a RB e a secundária de distribuição. O Fator de Transferência deve ser obtido através da relação entre os indicadores $PltS95\%$ da Rede Básica e $PltS95\%$ do barramento de distribuição secundária eletricamente mais próximo, obtidos por medição. Caso o FT entre os barramentos em questão sejam desconhecidos, podem-se adotar os seguintes valores típicos apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Valores típicos dos Fatores de Transferência

Tensão nominal do barramento	FT
$< 69 \text{ kV}$	1,00
$\geq 69 \text{ kV e } < 230 \text{ kV}$	0,80
$\geq 230 \text{ kV}$	0,65

Os níveis representativos dos indicadores, propostos nesta dissertação, que devem ser comparados com os padrões, são obtidos da seguinte forma na medição:

- a) Para cada período de 24 horas estabelece-se o valor de Pst que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos. Chamam-se estes novos indicadores de $Pstd95\%$.
- b) O maior valor do indicador $Pstd95\%$ obtido nos sete dias de medição resulta no indicador $PstD95\%$ que deve ser comparado ao padrão.

- c) Durante os sete dias consecutivos estabelece-se o valor de *Plt* que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos. O indicador assim obtido chama-se *PltS95%*, que deve ser comparado ao padrão.

O Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede [1], em seu subitem 8, estabelece que:

- a) A apuração dos indicadores de flutuação de tensão será conduzida sob a forma de medições de sete dias consecutivos, considerando valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 minutos;
- b) Em barras da RB onde existam registros de reclamações e/ou cujo desempenho de cargas não lineares ou especiais nela conectadas implique na ocorrência de valores expressivos dos referidos indicadores, pode ser necessária a realização de uma medição contínua, cuja caracterização foge ao objetivo do presente documento;
- c) O conjunto de dados obtidos durante uma medição deverá ser enviado ao ONS, em formato pré-estabelecido (XML). O prazo estabelecido no Procedimento de Rede [1] para o envio destes dados é de até cinco dias após a sua apuração. No entanto, visando um melhor tratamento dos dados, recomenda-se que este prazo possa ser flexibilizado;
- d) Atualmente, não é realizado periodicamente as medições de QEE, porém, propõe-se que o ONS e os agentes de transmissão interessados definam, com periodicidade anual, as barras da RB onde serão realizadas estas medições de QEE.

3.7.2. Medição dos indicadores de flutuação de tensão

A respeito da medição de indicadores de flutuação de tensão, o Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede do ONS [1] estabelece que o equipamento utilizado no processo de apuração dos indicadores deve ter desempenho compatível com os requisitos estabelecidos na norma IEC 61000-4-15 [6]. Mais ainda, o Submódulo 2.8 [1] estabelece que o ONS, a seu critério, poderá avaliar o adequado desempenho dos medidores através de testes em laboratório.

A definição dos indicadores de severidade de cintilação luminosa devida a flutuação de tensão está diretamente relacionada à definição do medidor de *flicker* (flickerímetro). A especificação funcional e de projeto de flickerímetro feita pela norma IEC 61000-4-15 [6] é amplamente aceita pela comunidade técnica internacional como padrão de medição de *flicker*. A Figura 3.18 reproduz o diagrama funcional do flickerímetro. A especificação detalhada de

cada função e parâmetros utilizados nos blocos são definidos na Figura 1, página 37 da norma IEC 61000-4-15 [6].

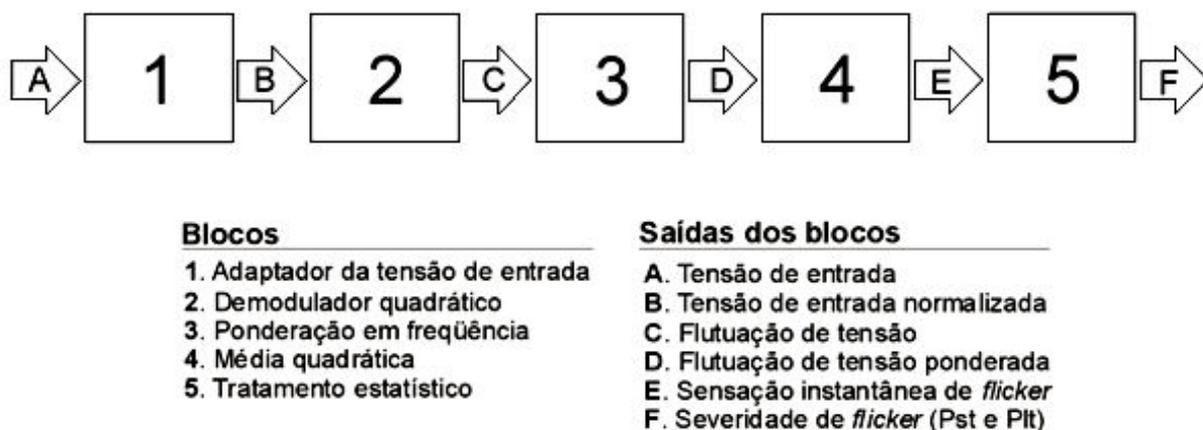


Figura 3.18 – Diagrama funcional do flickerímetro

A arquitetura do flickerímetro pode ser dividida em duas partes distintas: simulação da resposta da cadeia lâmpada-olho-cérebro e análise estatística do sinal de *flicker*. No diagrama da Figura 3.18, a primeira parte é feita pelos blocos 2, 3 e 4, enquanto a segunda parte é feita pelo bloco 5. Cabe destacar que o filtro do bloco 3 simula a resposta em frequência do conjunto visão humana e lâmpada incandescente de 60 W e 230 V, à flutuações de tensão senoidais. Tal filtro deve ser ajustado para simular a resposta em frequência de outros tipos de lâmpadas.

O bloco 5 faz a análise estatística em tempo real do nível de cintilação luminosa e obtém uma função de probabilidade acumulada usada para o cálculo do *Pst*, através de avaliações estatísticas, pela seguinte expressão:

$$Pst = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_{1S} + 0,0657P_{3S} + 0,28P_{10S} + 0,08P_{50S}} \quad (\text{Eq. 3.4})$$

Onde:

P corresponde ao valor de $\Delta V / V$ (saída do bloco 4) ultrapassado por *k* % das amostras de observação, resultante de um histograma de classificação de níveis calculado conforme estabelecido na norma IEC 61000-4-30 [5]. O sufixo *S* indica que valores “suavizados” devem ser usados, obtidos também a partir de fórmulas estabelecidas na norma IEC 61000-4-15 [6].

Dada a complexidade do flickerímetro mostrado na Figura 3.18, algumas de suas funções são implementadas diferentemente pelos vários fabricantes de equipamentos de medição. Com o intuito de avaliar o desempenho de diversos instrumentos de medição de qualidade de energia, o trabalho UFU-ONS 03-03-00 [26], coordenado pelo ONS, realizou testes que, entre outros parâmetros, mediam a flutuação de tensão. O relatório sobre o desempenho funcional de instrumentos de medição de qualidade de energia elétrica, elaborado por Ribeiro [27] apresenta os resultados deste trabalho.

Devido à faixa de frequência de interesse para a medição da severidade de cintilação ser inferior a 100 Hz, não há necessidade de se corrigir erros eventualmente introduzidos pelos transdutores de tensão tipo TPC, uma vez que nesta faixa de frequência eles possuem resposta aproximadamente plana.

No âmbito desta dissertação, as exigências sugeridas com relação à medição dos indicadores de *flicker* são as seguintes:

- a) Os instrumentos devem medir tensões entre as três fases e o neutro do transdutor de tensão conectado à RB;
- b) A tensão de referência dos instrumentos de medição de *flicker* será ajustada em função da tensão secundária de distribuição preponderante nos agentes de transmissão conectados ao barramento da Rede Básica. Como usualmente os instrumentos possuem tensões de referência de 120 V ou 230 V, os ajustes devem ser feitos de acordo com a Tabela 3.4;

Tabela 3.4 – Ajustes para medição de flutuação em função do nível da tensão secundária

Tensão secundária preponderante	Tensão de referência do flickerímetro
127 V	120 V
220 V	230 V

- c) Quando não for possível caracterizar a preponderância de uma ou outra tensão secundária nos sistemas alimentados pelo barramento em medição, ou quando esta informação não estiver disponível no início da medição, os instrumentos de medição devem ser ajustados para 230 V. Este ajuste fornece resultados mais conservativos, conforme se pode ver na Figura 3.18;

- d) A medição será realizada no período de sete dias consecutivos, não sendo aceitas interrupções da medição ou descontinuidades nos registros dos indicadores *Pst* e *Plt*;
- e) Os instrumentos devem fornecer resultados de *Pst* para cada uma das três fases, em intervalos de 10 minutos, perfazendo um total de 1008 amostras consecutivas de *Pst* por fase;
- f) Devem ser fornecidos resultados de *Plt* para cada uma das três fases, em intervalos de 10 minutos, perfazendo um total de 996 amostras consecutivas de *Plt* por fase. Os valores de *Plt* podem ser obtidos de duas formas distintas:
 - o Diretamente pelo instrumento de medição, desde que seja feito por janela deslizante a cada dez minutos, considerando as leituras de *Pst* das últimas duas horas;
 - o Por pós-processamento dos dados de *Pst*, usando a Eq. 3.3 para cada intervalo de 10 minutos, considerando os 12 últimos registros de *Pst*;
- g) Os indicadores de *Pstd95%*, correspondentes ao Percentual de 95% das 144 mostras de *Pst* obtidas para cada fase em um dia de medição, devem ser calculados para cada fase em cada dia de medição, perfazendo um total de 7 valores por fase em cada medição. O indicador *PstD95%*, que deve ser comparado ao padrão, será o maior entre os 21 resultados de *Pstd95%*;
- h) O indicador de *PltS95%* será o maior valor entre as três fases, correspondentes ao Percentual de 95% das amostras de *Plt* obtidas para cada fase em uma semana de medição;
- i) Os instrumentos de medição e os *softwares* associados devem permitir a geração de relatórios com elevado grau de automatismo e permitir a exportação de dados para posterior carregamento no banco de dados do ONS.

3.7.3. Forma de apresentação dos resultados das medições

Os resultados devem ser apresentados através de arquivo em formato XML para carregar diretamente no banco de dados do ONS.

Durante o período de medição, os dados de flutuação de tensão, com a data e hora correspondentes, são armazenados no banco de dados associado ao instrumento de medição.

Para a apresentação dos resultados é necessário que estes dados sejam disponibilizados de forma automática. A Figura 3.19 mostra um diagrama do fluxo de dados.

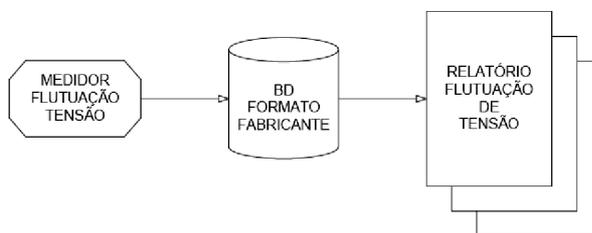


Figura 3.19 – Diagrama de fluxo de dados para geração de relatório

O arquivo em formato XML deverá apresentar o fenômeno de flutuação de tensão e deve enfatizar as seguintes informações:

- a) Subestação(ões) medida(s);
- b) Barramento(s) medido(s);
- c) Período de medição indicando a hora inicial, com precisão de segundos, do primeiro dia que definirá cada período de 24 horas;
- d) Descrição das principais características do instrumento utilizado:
 - Fabricante e modelo do instrumento de medição;
 - Tensão de referência utilizada;
 - Tipo de externalização dos resultados a cada 10 minutos: papel impresso, arquivos gravados, conversão destes arquivos para o formato de planilha de cálculo e outras situações. Ressalta-se que é imprescindível que a externalização do instrumento forneça o indicador Pst a cada 10 minutos, bem como a data e hora de obtenção do mesmo;
 - Obtenção dos valores de Plt (medição direta ou pós-processamento).

Com o objetivo de se obter uma visualização mais expedita, propõe-se a apresentação dos resultados do indicador Pst através de três gráficos, do tipo linha, mostrando a tendência do indicador Pst em cada uma das fases durante os sete dias de medição. A Figura 3.20 mostra um exemplo de gráfico tipo linha com o indicador Pst correspondente à fase A de uma medição hipotética. O eixo horizontal possui informações de data e hora do registro de Pst , enquanto o eixo vertical possui informações do valor adimensional de Pst ;

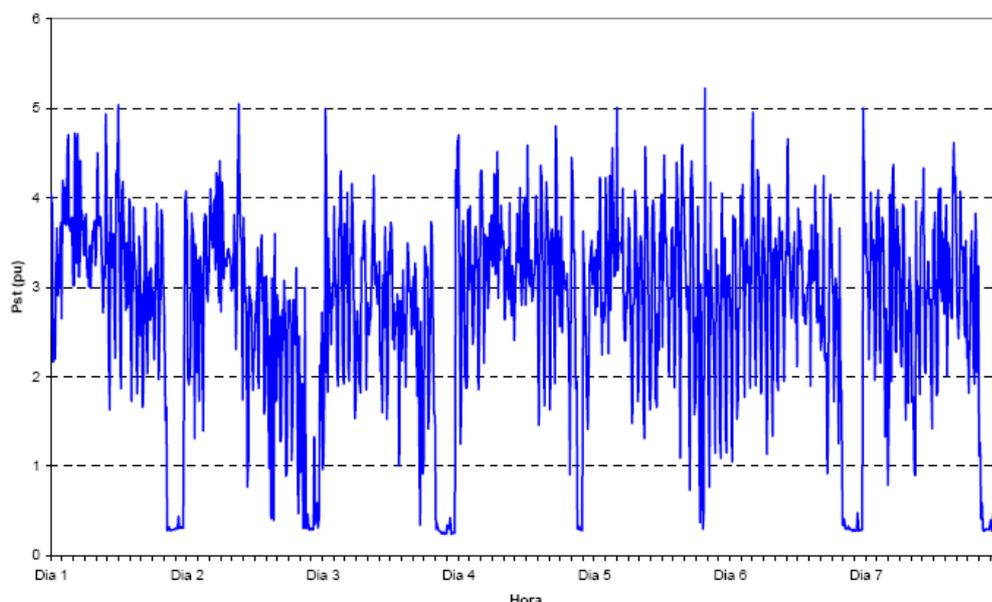


Figura 3.20 – Exemplo de gráfico tipo linha com valores de Pst medidos na fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana

Para o indicador Plt , propõe-se a apresentação dos resultados através de três gráficos, do tipo linha, mostrando a tendência do indicador Plt em cada uma das fases durante os sete dias de medição. A Figura 3.21 mostra um exemplo de gráfico tipo linha com o indicador Plt correspondente à fase A de uma medição hipotética. O eixo horizontal possui informações de data e hora do registro de Plt , enquanto o eixo vertical possui informações do valor adimensional de Plt ;

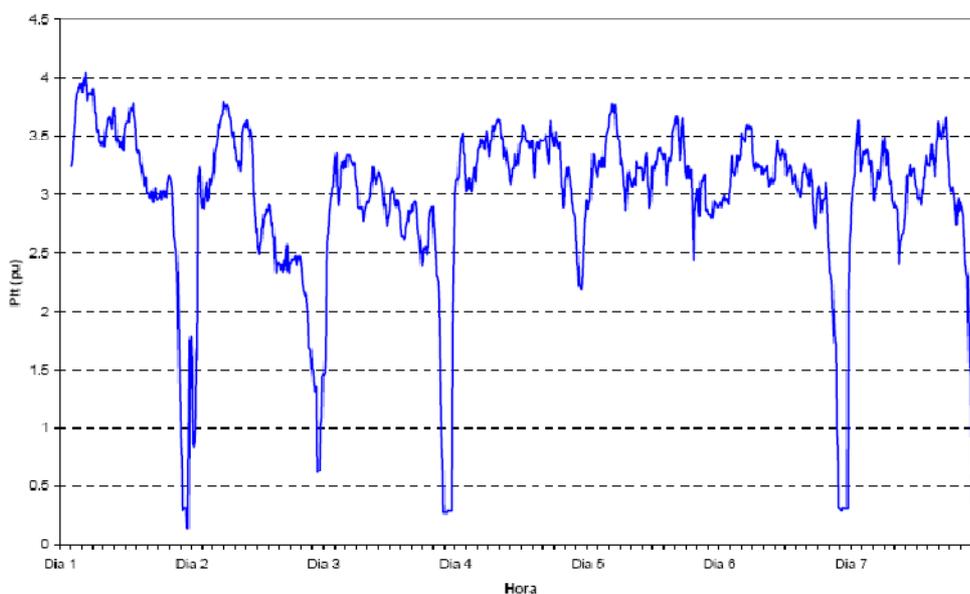


Figura 3.21 – Exemplo de gráfico tipo linha com valores de Plt medidos na fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana

Estes mesmos resultados podem ser apresentados através de três histogramas dos valores de Pst obtidos em cada fase medida durante o período de medição. Cada histograma deverá conter um eixo horizontal com pelo menos dez categorias da variável aleatória Pst e dois eixos verticais: o primeiro contendo o número de ocorrências em cada categoria e o segundo contendo a probabilidade acumulada. A Figura 3.22 mostra um exemplo de um histograma correspondente aos valores de Pst mostrados no gráfico da Figura 3.20;

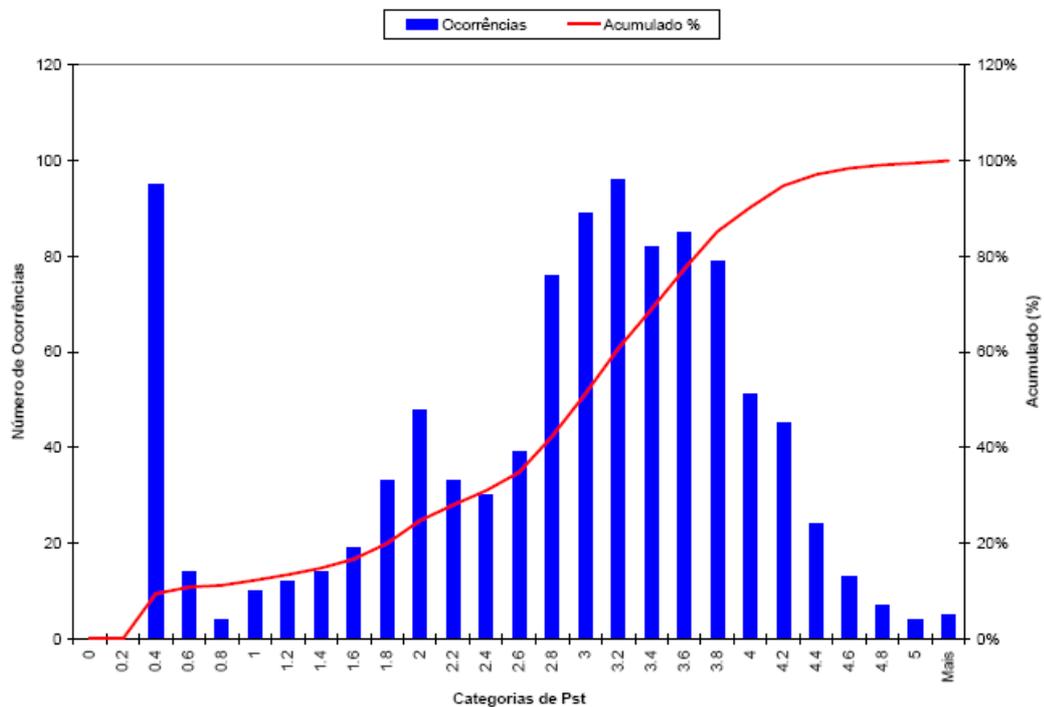


Figura 3.22 – Exemplo de histogramas com valores de Pst medidos na fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana

Para o indicador Plt , através de três histogramas dos valores de Plt obtidos em cada fase medida durante o período de medição. Cada histograma deverá conter um eixo horizontal com pelo menos dez categorias da variável aleatória Plt e dois eixos verticais: o primeiro contendo o número de ocorrências em cada categoria e o segundo contendo a probabilidade acumulada. A Figura 3.23 mostra um exemplo de um histograma correspondente aos valores de Plt mostrados no gráfico da Figura 3.21.

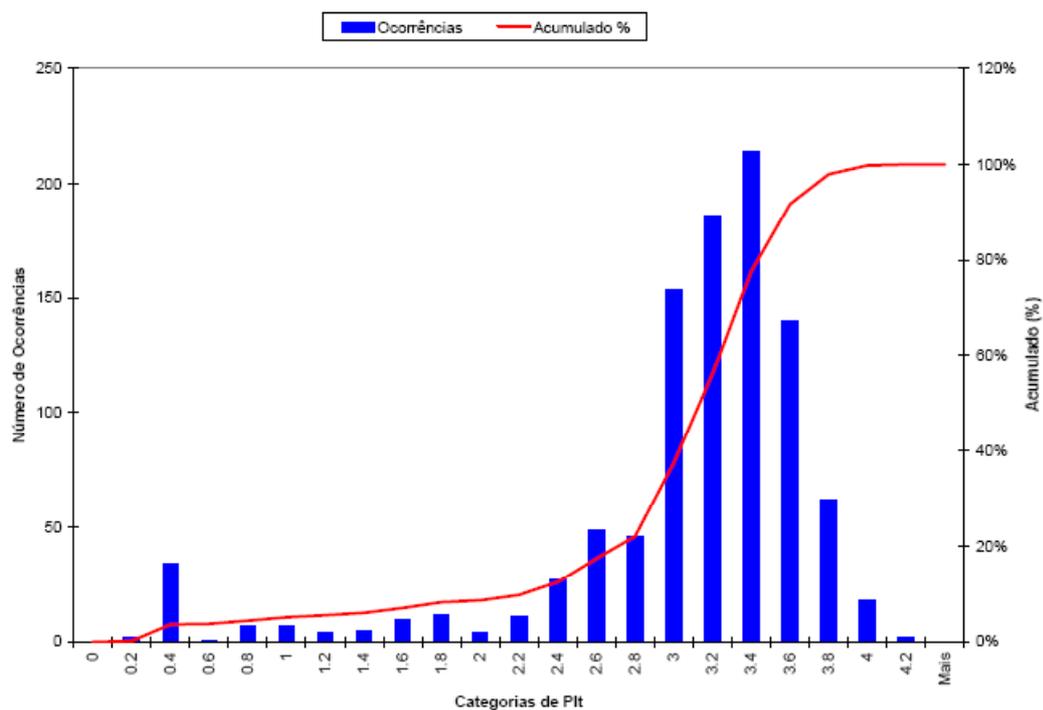


Figura 3.23 – Exemplo de histogramas com valores de Plt medidos na fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana

Para um resumo dos valores obtidos na medição, propõe-se a apresentação dos resultados através de uma tabela contendo os sete valores de $Pstd\ 95\%$ de cada fase durante os sete dias, o valor de $Pstd\ 95\%$ e o valor de $PltS95\%$. A Tabela 3.5 dá um exemplo de tabela contendo um resumo dos indicadores de flutuação de tensão obtidos na medição hipotética de uma semana.

Tabela 3.5 – Resumo dos indicadores de flutuação de tensão

Fase	$Pstd\ 95\%$							$Pstd\ 95\%$	$PltS\ 95\%$
	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7		
Fase A	4,46	4,09	3,90	4,27	4,37	4,19	4,11	4,46	3,66
Fase B	3,70	3,43	3,32	3,70	3,70	3,69	3,61	3,70	3,28
Fase C	2,97	2,86	2,92	3,21	3,47	3,36	3,51	3,51	3,25

3.8. Proposta de procedimento para a medição do indicador da distorção harmônica de tensão

Em sistemas elétricos ideais, apenas com equipamentos e cargas lineares, as tensões e correntes são perfeitamente senoidais. Contudo, os sistemas elétricos reais utilizam

equipamentos não ideais e alimentam muitas cargas não lineares, que fazem com que surjam distorções nas suas formas de onda de tensão e de corrente.

Formas de onda periódicas distorcidas podem ser representadas por uma soma de senóides de diferentes frequências, amplitudes e defasamentos angulares. Harmônicas são componentes senoidais presentes em uma forma de onda em frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental do sistema elétrico (60 Hz no Brasil).

Os principais efeitos das harmônicas nos sistemas elétricos são: sobreaquecimento de transformadores, máquinas rotativas e bancos de capacitores, podendo haver redução de sua vida útil; sobretensões e sobrecorrentes associadas a condições de ressonância, falha de operação em equipamentos eletrônicos e interferência telefônica.

Entre as causas de distorção harmônica em sistemas de transmissão, destacam-se:

- a) Conversores eletrônicos de potência a alta tensão, como retificadores industriais e motores com acionamentos eletrônicos, como a região Norte (mineração);
- b) Estações conversoras de sistemas de transmissão em corrente contínua a alta tensão (CCAT), como em Itaipu;
- c) Fornos a arco e a alta tensão, como siderúrgicas;
- d) Compensadores estáticos e demais equipamentos que utilizem tecnologia FACTS (*Flexible AC Transmission Systems* – Sistemas de Transmissão Flexível em CA);
- e) Inversores associados a sistemas de geração distribuída, como usinas eólicas;
- f) Cargas monofásicas ou conjuntos de cargas monofásicas não lineares, como veículos de tração;
- g) Transformadores com núcleo magnético saturado.

3.8.1. Valores limites para o indicador de distorção harmônica de tensão

O indicador para avaliar o desempenho global quanto a harmônicas, em regime permanente, nos barramentos da Rede Básica, corresponde à distorção harmônica total de tensão definido através da seguinte equação:

$$THDV = \sqrt{\sum_{n=2}^{50} V_n^2} \quad (\%) \quad (\text{Eq. 3.5})$$

Onde:

V_n é a tensão harmônica de ordem n , em percentual da tensão fundamental V_1 ;

O valor de cada indicador de harmônica (distorção total ou individual) é o valor máximo, dentre as sete amostras obtidas para um período de 7 (sete) dias consecutivos, do Percentual de 95% dos valores diários de cada indicador. Em outras palavras, o indicador que deve ser comparado aos padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede [1] é o valor máximo semanal do Percentual de 95% diário dos indicadores. No presente documento, serão usadas as abreviaturas apresentadas na Tabela 3.6 para os indicadores de harmônicas.

Tabela 3.6 - Abreviaturas utilizadas para os indicadores de harmônicas

Indicador	Abreviatura
Distorção harmônica total de tensão	<i>THDV</i>
Distorção individual de tensão de ordem <i>n</i>	<i>V_n</i>
Valor diário do percentual de 95% de <i>THDV</i>	<i>THDVd 95%</i>
Valor diário do percentual de 95% de <i>V_n</i>	<i>V_{nd} 95%</i>
Valor máximo dentre os valores de <i>THDVd 95%</i> obtidos em uma semana	<i>THDVD 95%</i>
Valor máximo dentre os valores de <i>V_{nd} 95%</i> obtidos em uma semana	<i>V_{nD} 95%</i>

De acordo com o subitem 9.4.3 do Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede do ONS [1], os valores padrões individuais limites inferiores de distorção harmônica de tensão, de ordens 2 a 50, bem como o valor padrão limite para o indicador de distorção harmônica total de tensão (*THDV*), expressos em porcentagem da tensão nominal, são apresentados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Limites inferiores de distorção harmônica de tensão para a RB

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1,5%		
		≥ 8	1%			≥ 8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥ 27	1%			≥ 27	0,5%		
<i>THDV</i> = 6%				<i>THDV</i> = 3%			

Tal qual para a flutuação de tensão, também se adotam limites globais inferiores e superiores para a distorção harmônica de tensão. Os limites inferiores, dependendo do nível de tensão da barra do sistema, são aqueles mostrados na Tabela 3.7, enquanto que os limites superiores são:

- a) $THDV = 8\%$ para sistemas com tensão nominal inferior a 69 kV;
- b) $THDV = 4\%$ para sistemas com tensão nominal igual ou superior a 69 kV (Rede Básica);
- c) Para harmônicas individuais, não foram fixados explicitamente os limites superiores. No entanto, acredita-se que, por coerência com a definição dos limites superiores para $THDV$, os limites superiores para harmônicas individuais devam ser 33% acima dos valores contidos na Tabela 3.7.

O Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede [1] do ONS, em seu subitem 13.2, estabelece que:

- a) A apuração dos indicadores de distorção harmônica de tensão será conduzida sob a forma de medições de sete dias consecutivos, considerando valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 minutos;
- b) Em barras da Rede Básica onde existam registros de reclamações e/ou onde a presença de cargas não lineares ou especiais, cujo desempenho implique na ocorrência de valores expressivos dos referidos indicadores, pode ser necessária a realização de uma medição contínua, cuja caracterização foge ao objetivo do presente documento;
- c) O conjunto de dados obtidos durante uma medição deverá ser enviado ao ONS, em formato pré-estabelecido. O prazo estabelecido no Procedimento de Rede [1] para o envio destes dados é de até cinco dias após a sua apuração;
- d) O ONS e os agentes de transmissão interessados definirão, com periodicidade anual, as barras da Rede Básica onde serão realizadas as medições.

3.8.2. Medição dos indicadores de distorção harmônica de tensão

A respeito da medição de indicadores de distorção harmônica de tensão, o Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede do ONS [1] estabelece que o equipamento utilizado no processo de apuração dos indicadores deve ter desempenho compatível com os requisitos estabelecidos na norma IEC 61000-4-7 [7]. Mais ainda, o Submódulo 2.8 estabelece que o ONS, a seu critério, poderá avaliar o adequado desempenho dos medidores através de testes em laboratório.

A norma IEC 61000-4-7 [7], sobre medição de harmônicas, tem uma pequena, mas importante, diferença conceitual em relação à norma IEC 61000-4-15 [6], sobre medição de

flicker. Enquanto a última fornece especificações funcionais e de projeto do instrumento de medição (*flickerímetro*), a primeira é um guia geral que define a instrumentação para medição de harmônicas. Assim, as recomendações da IEC 61000-4-7 [7] são mais complexas e, por não definirem uma especificação de projeto de medidores, são implementadas diferentemente pelos vários fabricantes de equipamentos de medição. Como consequência, há uma grande diversidade na forma de medição de harmônicas dentre os medidores disponíveis atualmente. Com o intuito de avaliar o desempenho dos diversos instrumentos de medição de qualidade de energia, o trabalho UFU-ONS 03-03-00 [26] coordenado pelo ONS realizou testes que, entre outros parâmetros, mediram a distorção harmônica de tensão. Os testes de desempenho funcional em instrumentos de medição de qualidade de energia elétrica e o relatório, elaborado por Ribeiro [27], sobre o desempenho funcional de instrumentos de medição de qualidade de energia elétrica apresentam os resultados deste trabalho.

As medições de distorções harmônicas de tensão são feitas até a 50^a harmônica, conforme determinado nos Procedimentos de Rede do ONS [1]. Isto implica em realizar medições do sinal de tensão até a faixa de frequência de 3 kHz. Conforme discutido no item 3.5, os transdutores de tensão usualmente encontrados nos sistemas de potência podem modificar consideravelmente as amplitudes dos sinais de tensão a frequências acima de algumas centenas de Hz, dependendo do transdutor. Desta forma, os indicadores de distorção harmônica de tensão obtidos pelo instrumento devem ser corrigidos de acordo com a curva de resposta em frequência do transdutor, caso este não possua resposta plana até 3 kHz.

Admitindo-se que já se conheça a resposta em frequência do transdutor de tensão, a correção dos indicadores de distorção harmônica pode se dar por pós-processamento, seguindo os seguintes passos:

Passo 1: obter o ganho/atenuação do transdutor de tensão em cada uma das frequências harmônicas de interesse (2^a a 50^a). Estes ganhos serão chamados de G_n , onde n varia de 2 a 50;

Passo 2: corrigir cada valor de indicador individual de distorção harmônica, registrado a cada 10 minutos, através da seguinte fórmula:

$$V_{n_{corr}} = V_n \times G_n \quad (\text{Eq. 3.6})$$

Onde:

$V_{n_{corr}}$ é o valor do indicador corrigido, V_n é o valor do indicador fornecido pelo instrumento e G_n é o ganho/atenuação do instrumento à frequência múltipla n vezes de 60 Hz;

Passo 3: calcular os valores de $THDV$ a cada 10 minutos, a partir dos valores individuais corrigidos, através da seguinte fórmula:

$$THDV_{corr} = \sqrt{\sum_{n=2}^{50} Vn_{corr}^2} \quad (\text{Eq. 3.7})$$

Onde:

$THDV_{corr}$ é a Distorção harmônica total de tensão corrigida. Esta correção só fornece resultados corretos caso a agregação dos indicadores individuais de harmônicas de tensão em intervalos de 10 minutos se dê por média quadrática.

No âmbito desta dissertação, as exigências sugeridas com relação à medição dos indicadores de distorção harmônica são as seguintes:

- a) Os instrumentos devem medir tensões entre as três fases e o neutro do transdutor de tensão conectado à RB;
- b) Os instrumentos devem fornecer resultados de Vn , $2 \leq n \leq 50$, para cada uma das três fases, em intervalos de 10 minutos, perfazendo um total de 49 conjuntos de 1008 amostras consecutivas de Vn por fase;
- c) Qualquer que seja o instrumento de medição utilizado é de suma importância que a agregação dos indicadores de harmônicas em intervalos de 10 minutos se dê por média quadrática, mostrada a seguir:

$$V_n^{MQ} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^K V_k^2}{K}} \quad (\text{Eq. 3.8})$$

Onde:

V_n^{MQ} é a média quadrática das K amostras do indicador V_k ;

- d) Caso o transdutor de tensão possua resposta plana, os instrumentos devem fornecer resultados de $THDV$ para cada uma das três fases, em intervalos de 10 minutos, perfazendo um total de 1008 amostras consecutivas de $THDV$ por fase;
- e) Caso o transdutor de tensão não possua resposta plana:
 - o Os resultados de indicadores individuais de harmônicas devem ser corrigidos segundo o método descrito acima;
 - o Os indicadores de $THDV$ devem ser obtidos a partir dos indicadores individuais corrigidos, segundo o método descrito acima;

- f) A medição será realizada no período de sete dias consecutivos, não sendo aceitas interrupções da medição ou descontinuidades nos registros dos indicadores *THDV* e *V_n*;
- g) Deve ser obtido o indicador *THDVD 95%*, correspondente ao maior dentre os 21 (3x7) valores de *THDVd 95%* obtidos em uma semana de medição;
- h) Devem ser obtidos os indicadores de *V_{nD 95%}*, correspondentes ao maior dentre os 21 (3x7) valores de *V_{nd 95%}* obtidos em uma semana de medição, para cada ordem harmônica entre 2 e 50;
- i) Devem permitir a geração de relatórios com elevado grau de automatismo e permitir a exportação de dados para posterior carregamento no banco de dados do ONS.

3.8.3. Forma de apresentação dos resultados das medições

Os resultados devem ser apresentados através de arquivo em formato XML para carregar diretamente no banco de dados do ONS.

Durante o período de medição, os dados de distorção harmônica de tensão com a data e hora correspondentes são armazenados no banco de dados associado ao instrumento de medição. Para a apresentação dos resultados é necessário que estes dados sejam disponibilizados de forma automática. Além disto, é necessário que se procedam às correções com base no levantamento da característica em frequência. A Figura 3.24 mostra um diagrama do fluxo de dados.

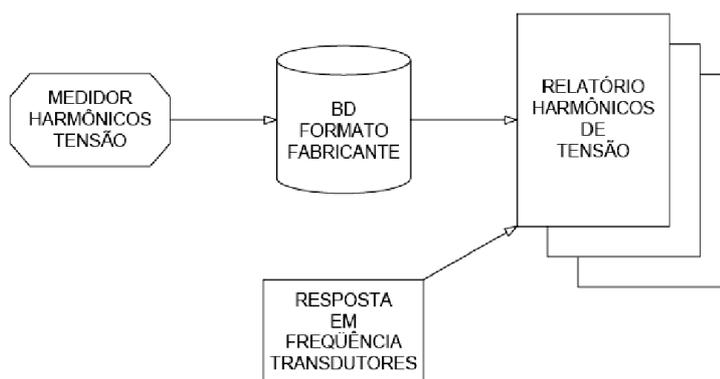


Figura 3.24 – Diagrama de fluxo de dados para geração de relatório

O arquivo de dados no formato XML deverá apresentar o fenômeno de distorção harmônica de tensão e deve enfatizar as seguintes informações:

- a) Subestação(ões) medida(s);
- b) Barramento(s) medido(s);
- c) Período de medição indicando a hora inicial, com precisão de segundos, do primeiro dia que definirá cada período de 24 horas;
- d) Descrição das principais características do instrumento utilizado:
 - Fabricante e modelo do instrumento de medição;
 - Tipo de externalização dos resultados a cada 10 minutos: papel impresso, arquivos gravados, conversão destes arquivos para o formato de planilha de cálculo e outras situações. Ressalta-se que é imprescindível que a externalização do instrumento forneça os indicadores $THDV$, V_2 , V_3, \dots, V_{50} a cada 10 minutos, bem como a data e hora de obtenção do mesmo;
- e) Descrição do tipo de transdutor de tensão utilizado (TPI, TPC, DCP, etc.), bem como suas principais características: modelo, fabricante, relação de transformação nominal e característica de resposta de amplitude em frequências até 3 kHz.

Com o objetivo de se obter uma visualização mais expedita, propõe-se a apresentação dos resultados do indicador $THDV$ através de três gráficos do tipo linha, mostrando a tendência do indicador $THDV$ em cada uma das fases durante os sete dias de medição. A Figura 3.25 mostra um exemplo de gráfico tipo linha com o indicador $THDV$ correspondente à fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana. Nestes gráficos a $THDV$ deve ser expressa em porcentagem da tensão nominal do sistema.

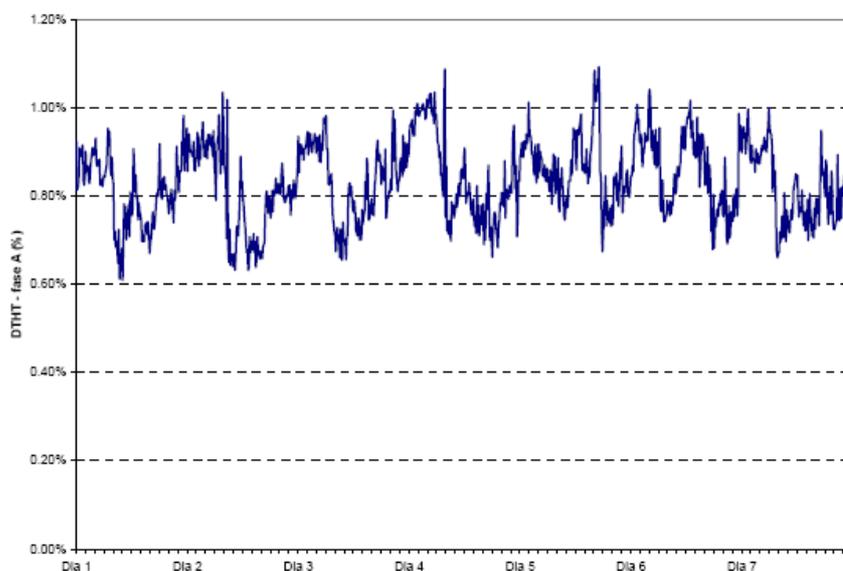


Figura 3.25 – Exemplo de gráfico tipo linha com valores de $THDV$ medidos na fase A

Para o indicador V_n , propõe-se a apresentação dos resultados através de gráficos do tipo linha mostrando a tendência dos indicadores V_2 a V_{50} , em cada uma das fases, durante os sete dias de medição, cujo Percentual de 95% de uma semana seja superior a 0,4%. A Figura 3.26 mostra um exemplo de gráfico tipo linha com o indicador V_3 correspondente à fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana. Nestes gráficos os indicadores devem ser expressos em porcentagem da tensão nominal do sistema.

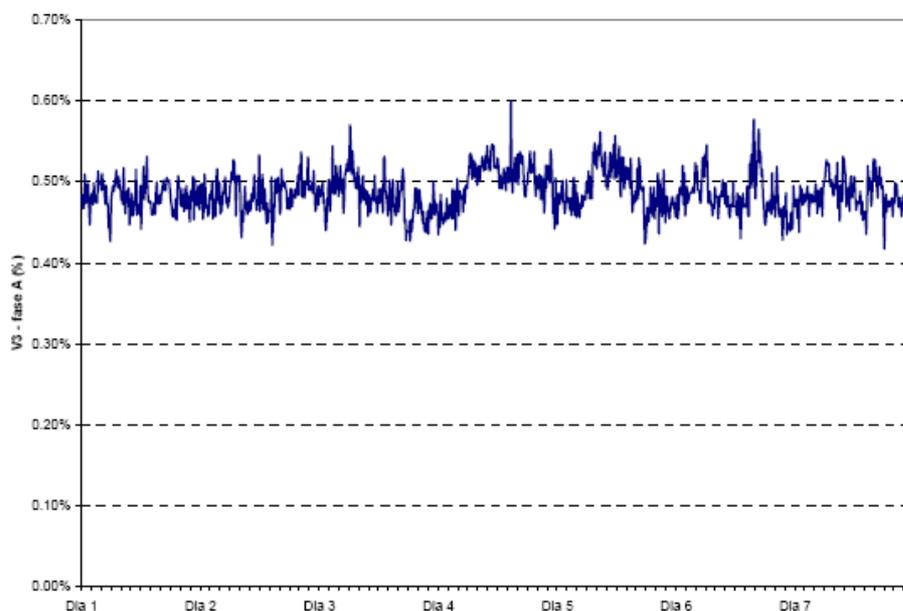


Figura 3.26 – Exemplo de gráfico tipo linha com valores de V_3 medidos na fase A

Estes mesmos resultados podem ser apresentados através de três histogramas dos valores de $THDV$ obtidos em cada fase medida durante o período de medição. Cada histograma deverá conter um eixo horizontal com pelo menos dez categorias da variável aleatória $THDV$ e dois eixos verticais: o primeiro contendo o número de ocorrências em cada categoria e o segundo contendo a probabilidade acumulada. A Figura 3.27 mostra um exemplo de um histograma correspondente aos valores de $THDV$ mostrados no gráfico da Figura 3.25. Nestes gráficos a $THDV$ deve ser expressa em porcentagem da tensão nominal do sistema.

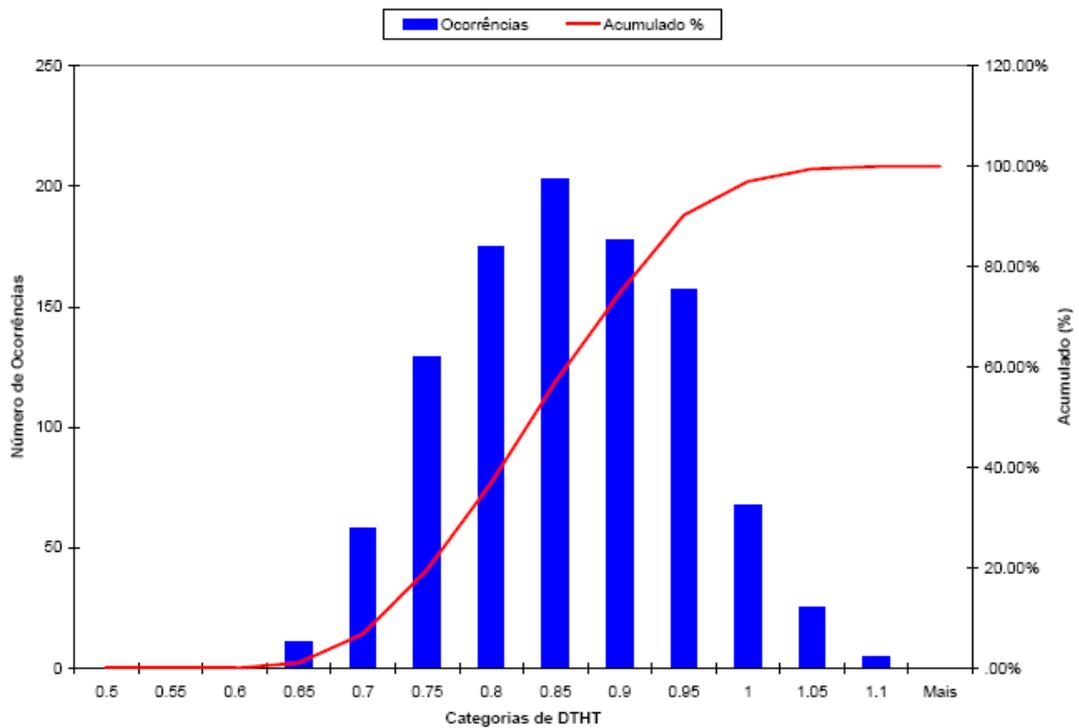


Figura 3.27 – Exemplo de histogramas com valores de *THDV* medidos na fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana

Para o indicador V_n , através de histogramas dos valores de V_2 a V_{50} , obtidos em cada fase medida durante o período de medição, cujo Percentual de 95% de uma semana seja superior a 0,4%. Cada histograma deverá conter um eixo horizontal com pelo menos dez categorias de valores do indicador em questão e dois eixos verticais: o primeiro contendo o número de ocorrências em cada categoria e o segundo contendo a probabilidade acumulada. A Figura 3.28 mostra um exemplo de um histograma correspondente aos valores de V_3 mostrados no gráfico da Figura 3.26. Nestes gráficos os indicadores devem ser expressos em porcentagem da tensão nominal do sistema.

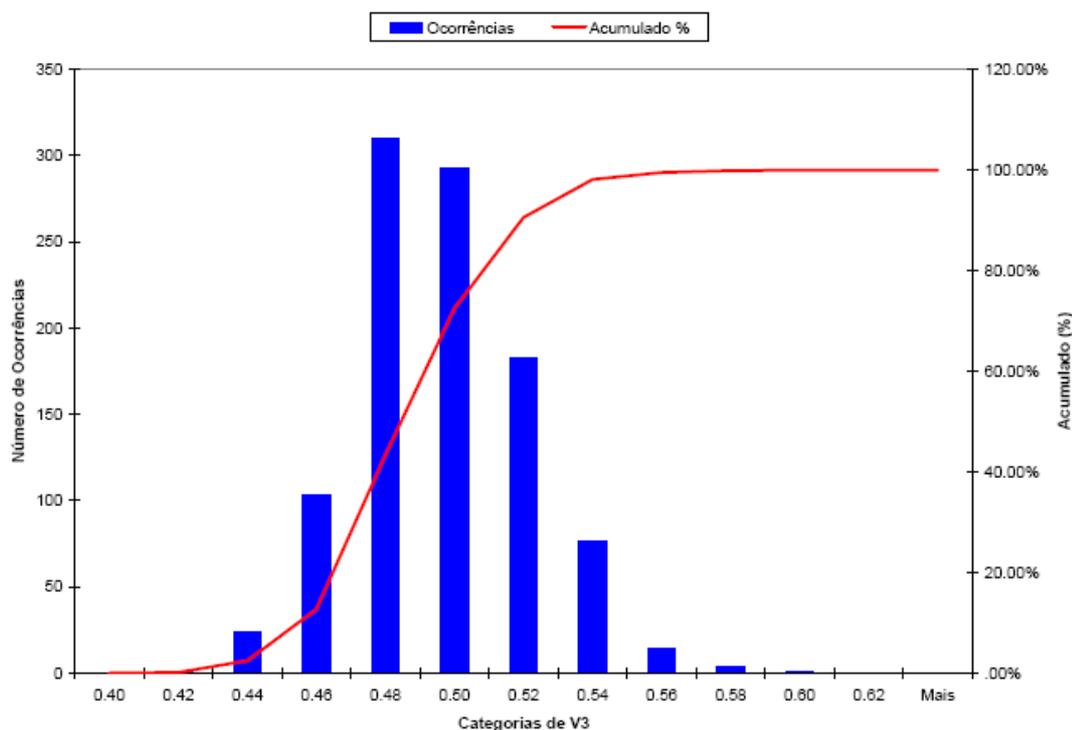


Figura 3.28 – Exemplo de histogramas com valores de V_3 medidos na fase A de uma medição hipotética ao longo de uma semana

Para um resumo dos valores obtidos na medição, propõe-se a apresentação dos resultados através de tabela contendo os valores de THD_{VD} 95% e os valores de harmônicas individuais (V_{2S} 95% a V_{50S} 95%), para cada fase, cujo Percentual de 95% de uma semana seja superior a 0,4%. A tabela deverá conter também uma linha informando que os indicadores não mostrados foram inferiores a 0,4%. A Tabela 3.8 dá um exemplo de tabela contendo um resumo dos indicadores de distorção harmônica de tensão obtida na medição hipotética de uma semana. Nesta tabela os indicadores devem ser expressos em porcentagem da tensão nominal do sistema.

Tabela 3.8 – Resumo dos indicadores de distorção harmônica de tensão

Indicador	Valor
THD_{VD} 95%	0,944 %
V_{3D} 95%	0,644 %
V_{5D} 95%	0,698 %
V_{7D} 95%	0,715 %
Demais indicadores	< 0,4 %

3.9. Exportação de dados das medições dos indicadores

Os resultados devem ser apresentados através de arquivo em formato XML, visando carregar diretamente no banco de dados do ONS.

Rodegheri [29] apresenta a especificação do esquema de geração de mensagens XML e mostra o esquema dos dados com sua hierarquia, formatos, e também um arquivo XML contendo um exemplo dos dados de uma campanha de medição.

3.10. Conclusões

O crescimento natural da complexidade das cargas conectadas a rede, exige das concessionárias uma constante preocupação com a qualidade da energia entregue aos seus clientes. Para tanto, as mesmas buscam determinar índices dos sistemas locais de forma a avaliar qual o real impacto que os distúrbios elétricos causam ao consumidor, assim como determinar qual a sua responsabilidade na geração destes fenômenos. Além disso, busca-se avaliar que parte desta responsabilidade deve ser passada aos consumidores, que através da inserção de cargas não lineares e faltas cometidas no sistema, acabam produzindo efeitos indesejáveis na rede a qual estão conectados.

Para avaliar o efeito dos distúrbios elétricos presentes na RB, e para verificar a influência que o grande número de cargas não lineares presentes no ambiente do SIN pode impor ao sistema, um conjunto de procedimentos de monitoramento dos índices de qualidade deve ser empregado. Tal sistema deve ser capaz de coletar dados de regiões distintas, com demandas diferenciadas, centralizar, processar e disponibilizar estes dados, permitindo a elaboração de índices que meçam o desempenho do sistema de energia.

Os avanços tecnológicos, principalmente os relacionados com as técnicas de processamento digital de sinais, tem permitido medir sinais elétricos cada vez com mais eficiência e confiabilidade. Contudo, a simples determinação da tensão e da corrente em tempo real, de modo a coletar transientes, correntes harmônicas, afundamentos de tensão entre outros, não fornece parâmetros para quantificar a qualidade da energia elétrica entregue aos agentes conectados ao sistema de transmissão. É necessário criar metodologias para definir índices e técnicas que permitam estimar a qualidade da energia elétrica. Para isto, é necessário avaliar o impacto que os distúrbios na rede elétrica têm sobre os equipamentos elétricos conectados à mesma.

A proposta para a análise das metodologias e dos procedimentos de medição dos indicadores de desempenho de QEE na Rede Básica do SIN (flutuação de tensão, distorção harmônica e desequilíbrio de tensão) apresentados neste capítulo, se mostraram adequados no que se refere à comparação com os limites globais estabelecidos pelo ONS em seus procedimentos de rede.

O capítulo 4 vai apresentar os resultados das medições destes indicadores de desempenho no barramento de 230 kV de uma subestação da Rede Básica do SIN para validar a metodologia descrita neste capítulo 3.

Capítulo 4. Estudo de Caso – Medição da QEE em 230 kV

4.1. Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados da medição realizada na Subestação denominada PAL 10, da CEEE GT, na qual foram medidos os indicadores de flutuação, de desequilíbrio e de distorção harmônica de tensão. Esta subestação se localiza na cidade de Porto Alegre, no estado do Rio Grande do Sul. Foi monitorado o barramento de AT cuja tensão nominal é de 230 kV.

A medição foi realizada em sete dias consecutivos (campanha normal), seguindo as recomendações constantes nos Procedimentos de Rede do ONS [1].

4.2. Grandezas Medidas

Foram medidos os indicadores de flutuação de tensão (*Pst* e *Plt*), distorção harmônica de tensão (total e individual até a 50ª harmônica) e de desequilíbrio de tensão. O local de medição foi o barramento de 230 kV da subestação PAL 10, barra receptora da alimentação proveniente da Linha de Transmissão Gravataí 2, no período de 05 a 11 de dezembro de 2006.

4.3. Transdutores de Tensão

Foram utilizados dois transdutores de tensão existentes na subestação, medindo tensões fase-neutro com três configurações diferentes. Os transdutores utilizados foram:

- Transformadores de Potencial Capacitivo (TPC) modelo CCB 245, fabricados pela Alstom;
- Transformadores de Potencial Indutivo (TPI) modelo VEX 220, fabricados pela Alstom.

Para os TPIs, foram utilizadas duas configurações distintas: medição através do secundário com relação 1200:1 e cabo blindado alimentando exclusivamente o medidor utilizado, e medição através do secundário com relação 2000:1 e cabo sem blindagem e outras cargas em paralelo no secundário.

As curvas da Figura 4.1 mostram a resposta em frequência nas três fases do transdutor TPI com relação de transformação de 1200:1 e cabo blindado alimentando exclusivamente o medidor utilizado.

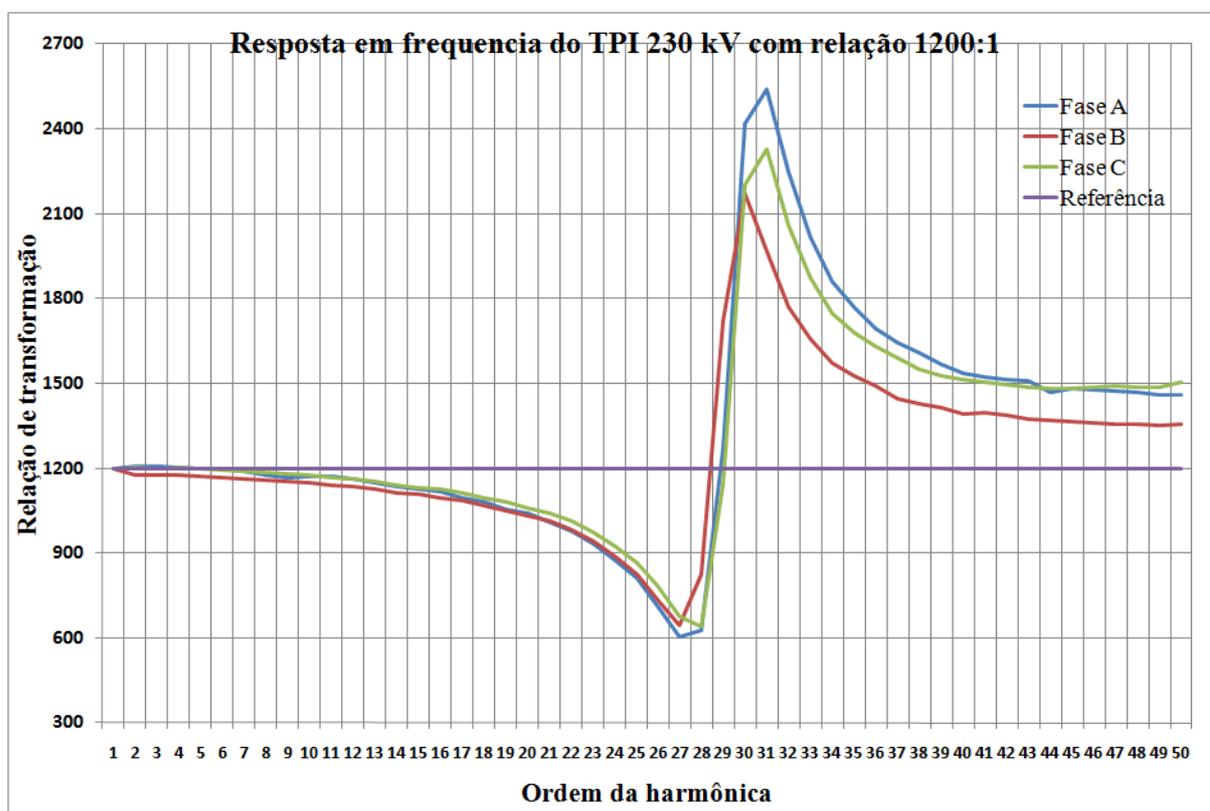


Figura 4.1 – Curvas de resposta em frequência do TPI com relação 1200:1 e cabo com blindagem até o medidor

Conforme mostrado na Figura 4.1, a ausência do divisor capacitivo, denota uma resposta do transdutor praticamente linear até a 20ª harmônica. Nas conclusões deste capítulo, esta observação será importante tendo em vista que este fato permite-nos concluir que haverá pouco efeito sobre as primeiras harmônicas de tensão, cujos valores são mais expressivos.

Outro aspecto relevante é a resposta em frequência diferente para as fases A, B e C no intervalo de transição da resposta do transdutor no intervalo entre a 20ª e 40ª harmônica (entre 1200 e 2400 Hz). Na análise dos indicadores nesta faixa de frequência deve-se evitar a tendência natural de arbitramento do mesmo valor de correção da resposta em frequência para os três transdutores.

Na Figura 4.2, de um TPI com relação 2000:1 verifica-se que a resposta em frequência é proporcional ao TPI com relação 1200:1, não alterando sua resposta em frequência, caso esta fosse fornecida, por exemplo, em pu. Observa-se que este fato facilita a medição dos

indicadores, visto que não seria necessária nova curva da resposta em frequência para TPIs com relação de transformação diferente.

A ausência do cabo blindado de ligação dos instrumentos, e o fato das cargas⁷ permanecerem conectadas nesta configuração, permite a ocorrência de uma ampliação na diferença entre as amplitudes da resposta em frequência do transdutor entre as três fases. Isto ocorre devido aos campos eletromagnéticos presentes na SE afetarem de maneira diferente as fases, de acordo com o seu posicionamento no pátio da SE, da sua proximidade com os demais equipamentos, como por exemplo, do transformador, e também da impedância da carga RLC levemente diferente para cada fase.

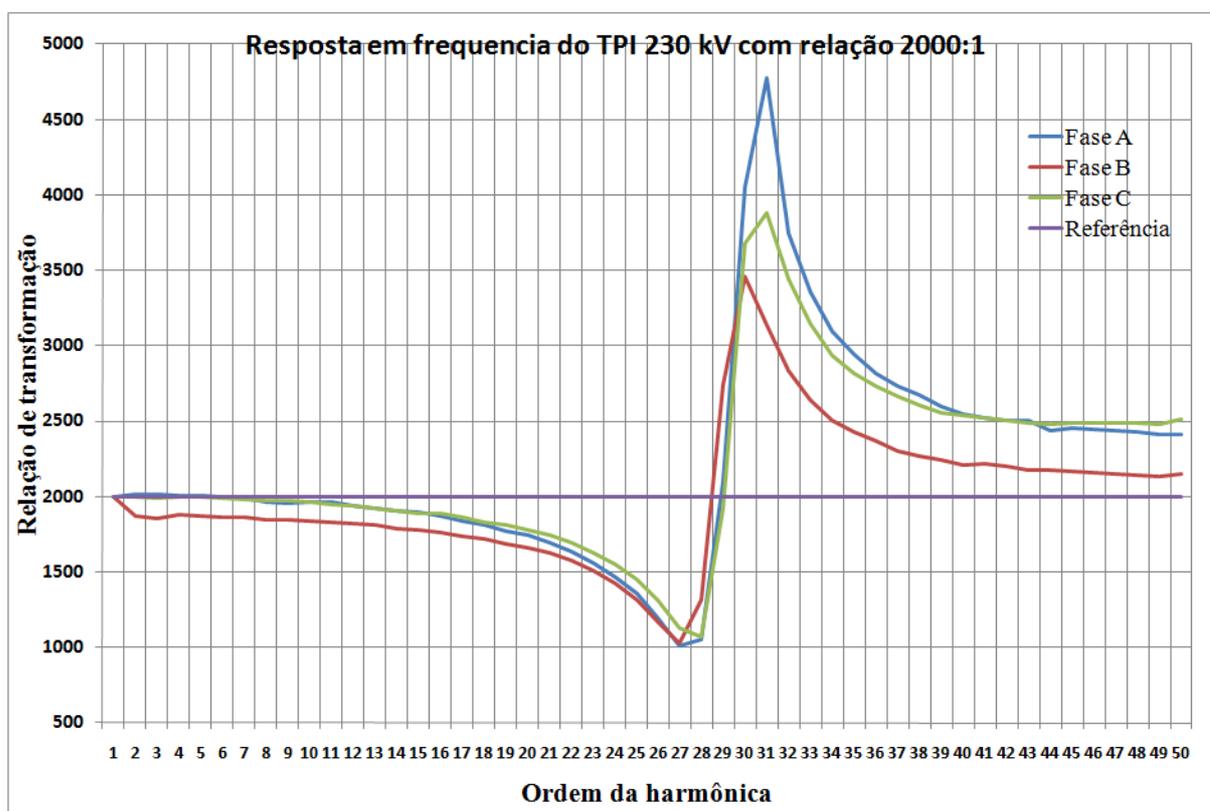


Figura 4.2 – Curvas de resposta em frequência do TPI com relação 2000:1 e cabo comum (sem blindagem) até o medidor

De acordo com a Figura 4.3, a presença do divisor capacitivo do TPC denota uma resposta do transdutor praticamente linear até a 3ª harmônica (180 Hz) e após a 12ª (720 Hz). Nas conclusões deste capítulo, esta observação será importante tendo em vista que este fato permite concluir que haverá um maior efeito sobre as primeiras harmônicas de tensão, sendo

⁷ A carga típica dos transdutores é RLC (instrumentos e relés).

de fundamental importância a curva de correção de frequência para análise dos indicadores de harmônicas, cujos valores são mais expressivos nesta faixa de frequência.

Para o TPC, também ocorre uma resposta diferente para as fases A, B e C no intervalo de transição da resposta em frequência do transdutor (entre a 3ª e a 12ª harmônica - 180 e 720 Hz), ocasionados pelas mesmas razões já abordadas na análise do comportamento do TPI.

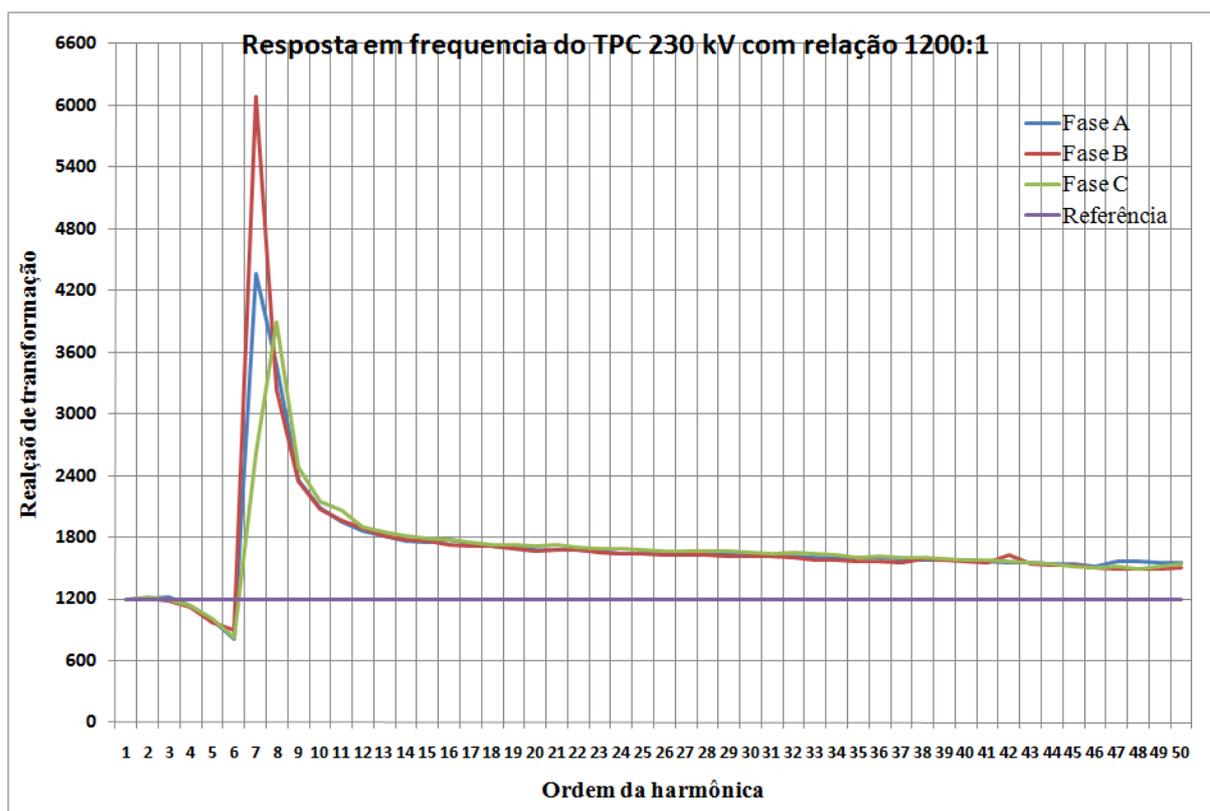


Figura 4.3 – Curvas de resposta em frequência do TPC com relação 1200:1 e cabo comum (sem blindagem) até o medidor

Na figura 4.4 observa-se o trabalho de medição dos TPCs, onde se constata, na parte superior do TPC, as duas colunas capacitivas (em porcelana corrugada), e, na parte central, o local da derivação. Na base (metálica) encontra-se o transformador de potencial e os terminais de ligação.

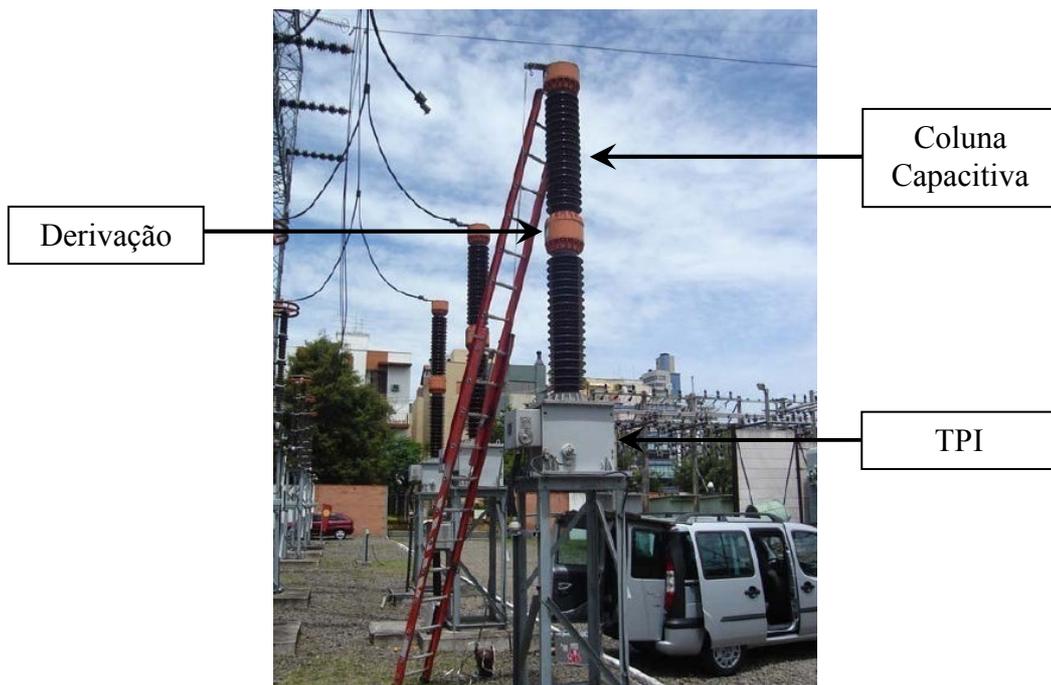


Figura 4.4 – TPCs utilizados na medição da SE PAL 10 - 230 kV

4.4. Equipamento de medição

Foram utilizados os seguintes equipamentos para a medição:

- a) ION 9610, da SIEMENS;
- b) ION 7650, da *Power Measurement Ltd.* (PML).

Embora tenham nomes distintos e sejam comercializados por empresas diferentes, os dois equipamentos são idênticos, e se baseiam em tecnologia desenvolvida pela empresa *Power Measurement Ltd.* (PML). As características e as especificações técnicas destes instrumentos de medição estão apresentadas na introdução do Apêndice A. A seguir são apresentadas as principais características, a saber:

- a) Medição de valores eficazes (rms) de tensão com resolução de 1 ciclo;
- b) Medição de harmônicas de acordo com a norma IEC 61000-4-7 [7];
- c) Medição de *flicker* de acordo com a IEC 61000-4-15 [6];
- d) Medição de variações de tensão de curta duração com registro de data e hora, duração e amplitude mínima e máxima;

Estes equipamentos foram programados para registrar os distúrbios de distorção harmônica, de flutuação e de desequilíbrio de tensão, de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS [1], da IEC 61000-4-15 [6] e da IEC 61000-4-7 [7].

A Figura 4.5 mostra os dois medidores de qualidade de energia instalados na SE PAL 10 230 kV, sobre uma mesa montada na sala de controle. O *notebook* que aparece na figura só foi utilizado para configuração do equipamento durante a instalação, e para aquisição dos dados registrados na medição ao final da mesma.



Figura 4.5 – Medidores instalados na SE PAL 10 para a medição realizada

4.5. Resultados

O objetivo deste item é apresentar e comentar os resultados da medição realizada na barra de 230 kV da Subestação PAL 10, pertencente à RB do SIN, na qual foram medidos os indicadores de desequilíbrio de tensão ($KD_{95\%}$), de flutuação de tensão (Pst e Plt) e de distorção harmônica de tensão (total $THDV$ e individual V_n até a 50ª harmônica).

4.5.1. Desequilíbrio de tensão

Referente ao limite para o desequilíbrio de tensão, conforme citado em 3.6.1 – Indicadores de desequilíbrio de tensão, o limite a ser considerado corresponde a um nível de desequilíbrio de 2%.

O nível representativo do indicador, que deve ser comparado com o padrão para cada período de 24 horas, estabelecendo-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos. O maior dos valores assim obtidos, nos sete dias de medição, resulta no indicador *KD95%*, que deve ser comparado ao padrão.

Os valores medidos para o desequilíbrio de tensão na semana considerada, conforme estabelecido em 3.6.2 – Medição dos indicadores de desequilíbrio de tensão, estão representados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Níveis de desequilíbrio de tensão

Desequilíbrio de tensão – <i>KD95%</i>		
TPI (cabo blindado)	TPI (cabo comum)	TPC
0,4982%	0,4988%	0,4879%
O valor limite, conforme o submódulo 2.8 do ONS é de 2%		

A Figura 4.6 nos mostra o gráfico com os valores de *KD95%*, observados para o TPC no período da medição (uma semana). Verifica-se que, apesar dos valores mais baixos do que o valor limite, existe uma oscilação de valores ocasionada pela variação do carregamento do barramento (variação das cargas do sistema).

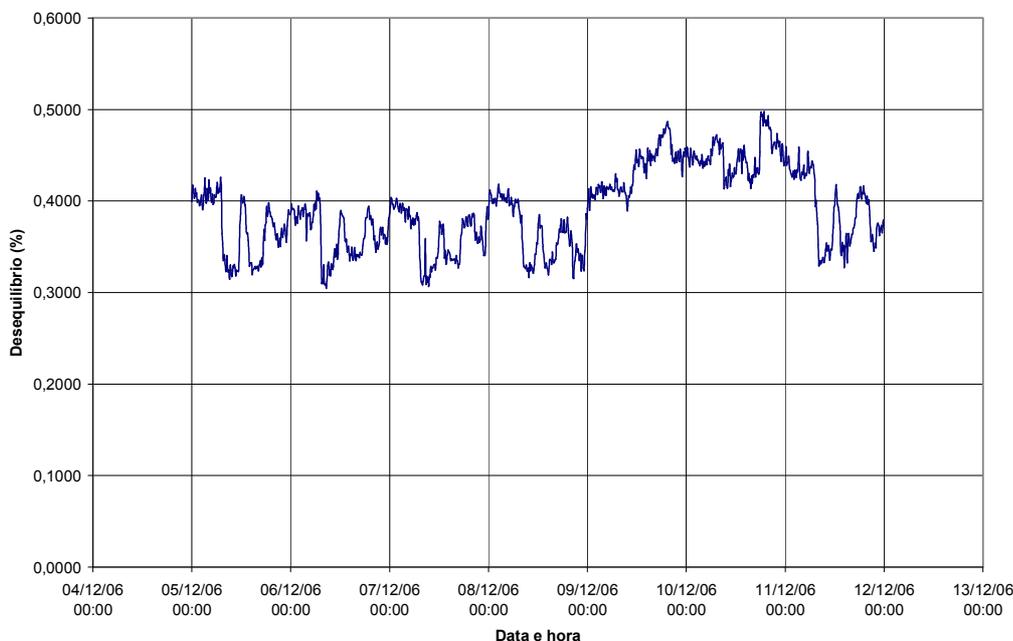


Figura 4.6 – Desequilíbrio de tensão – TPC

A figura 4.7 apresenta o gráfico em forma de histograma. Esta forma de apresentação nos permite uma observação mais rápida, permitindo a verificação dos percentuais de desequilíbrio de tensão mais expressivos, visto que no eixo vertical tem-se o número de ocorrências de cada percentual de desequilíbrio e percentual acumulado. Verifica-se ainda, nesta figura, que o percentual de 0,417% foi o mais expressivo, com 130 ocorrências.

As faixas dos histogramas de desequilíbrios de tensão permitem uma medição relativa à tensão fundamental nominal (e não à tensão fundamental no instante da medição) apresentada na forma percentual. Os valores anotados nos eixos das abscissas correspondem ao limite superior da faixa correspondente.

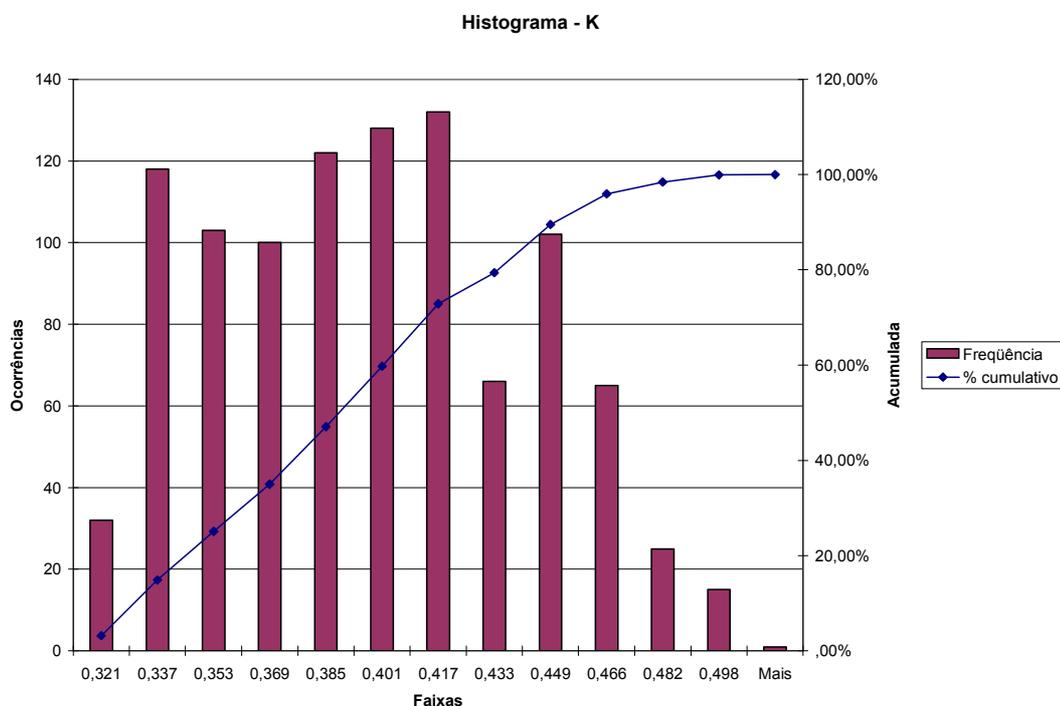


Figura 4.7 – Histograma para o desequilíbrio de tensão – TPC

Os demais gráficos e histogramas referentes ao desequilíbrio de tensão medido na SE PAL 10 230 kV na opção TPI com e sem cabo blindado, conforme especificado em 3.6.2 – Formas de apresentação dos resultados das medições, encontra-se no Apêndice A.1.

4.5.2. Flutuação de tensão

Referente aos limites para a flutuação de tensão, conforme citado e melhor detalhado em 3.7.1 – Indicadores de flutuação de tensão, a serem considerados (resumidamente) são os

limites globais inferiores e superiores que foram apresentados na Tabela 3.1, no item 3.7.1, e novamente reapresentada abaixo na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Percentuais limites para a flutuação de tensão

Indicador	Limite Global Inferior	Limite Global Superior
<i>PstD95%</i>	1,2%	2,5%
<i>PltD95%</i>	1,0%	2,0%

Os valores medidos, que serão comparados com os valores limites, são obtidos através de leitura realizada para cada período de 24 horas. Estabelece-se o valor de *Pst* que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos. Chama-se este indicador de *PstD95%*. O maior valor do indicador *PstD95%* obtido nos sete dias de medição, resulta no indicador *PstD95%*, que deve ser comparado ao padrão.

Os valores do indicador *PLT*, são obtidos durante os sete dias consecutivos estabelece-se o valor de *Plt* que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos. O indicador assim obtido chama-se *PltS95%*, que deve ser comparado ao padrão.

Os valores medidos para a flutuação de tensão na semana considerada, conforme estabelecido em 3.7.2 – Medição dos indicadores de flutuação de tensão, estão representados na Tabela 4.3 abaixo.

Tabela 4.3 – Níveis de flutuação de tensão

Fase	TPI (cabo blindado)		TPI (cabo comum)		TPC	
	<i>PstD95%</i>	<i>PltS95%</i>	<i>PstD95%</i>	<i>PltS95%</i>	<i>PstD95%</i>	<i>PltS95%</i>
A	0,4479	0,3618	0,4460	0,3631	0,4604	0,3723
B	0,5002	0,3878	0,4994	0,3889	0,4977	0,3884
C	0,4637	0,3684	0,4632	0,3680	0,4472	0,3587

A Figura 4.8 mostra-nos o gráfico com os valores de *Pst* observados para o TPC no período da medição (uma semana). Verifica-se que, apesar dos valores mais baixos do que o valor limite, existe um pico dos valores nos dias 6 e 10 de dezembro de 2006.

As elevações de *Pst* registradas em 06/12 e 10/12/2006, para os três transdutores, correspondem à Variação da Tensão de Curta Duração (VTCD) ocorrida no sistema elétrico, conforme mostrado na tabela 4.4.

Tabela 4.4 – VTCD registradas no período de medição

Data	Hora	Amplitude	Duração
06/12/2006	7h55min28s	84%	66 ms
10/12/2006	13h57min18s	57%	366 ms

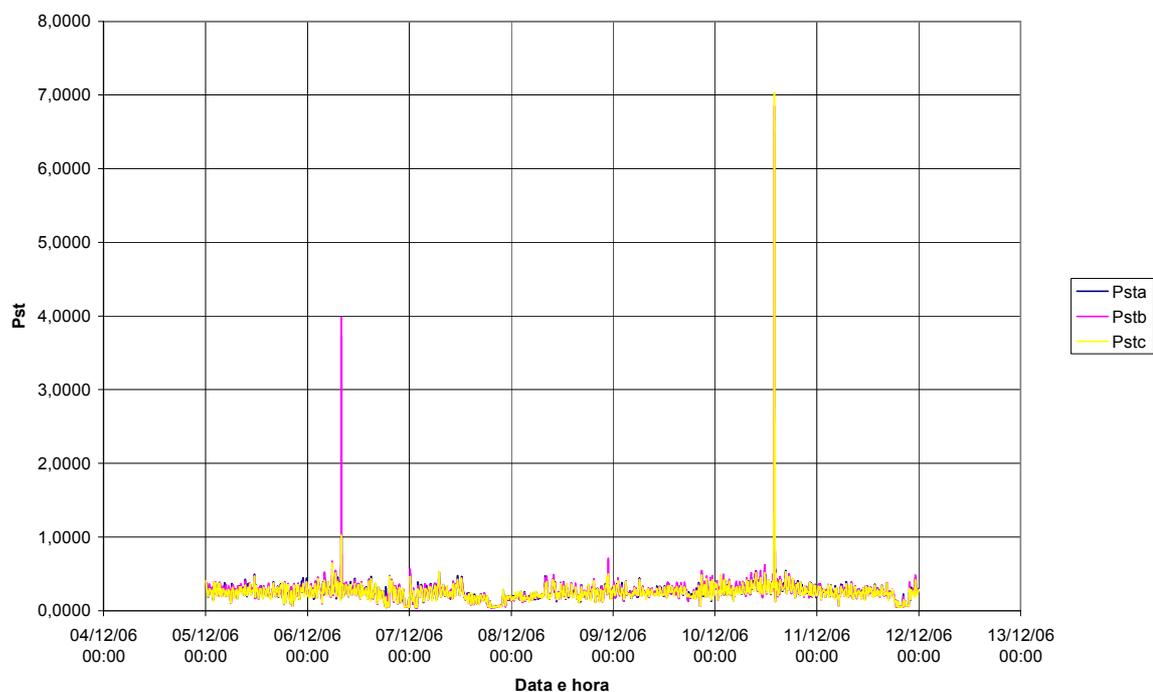


Figura 4.8 – P_{st} por fase – TPC

A figura 4.9 apresenta o gráfico em forma de histograma. Esta forma de apresentação permite-nos uma observação mais rápida, capaz de oferecer uma ágil verificação dos percentuais de flutuação de tensão mais expressivos, visto que no eixo vertical é apresentado o número de ocorrências de cada percentual do indicador P_{st} e o seu percentual acumulado. Verifica-se, nesta figura, que o percentual de 0,254% foi o mais expressivo, com 17 ocorrências.

As faixas dos histogramas permitem uma medição relativa à tensão fundamental nominal (e não à tensão fundamental no instante da medição) apresentada em pu. Os valores anotados nos eixos das abscissas correspondem ao limite superior da faixa correspondente.

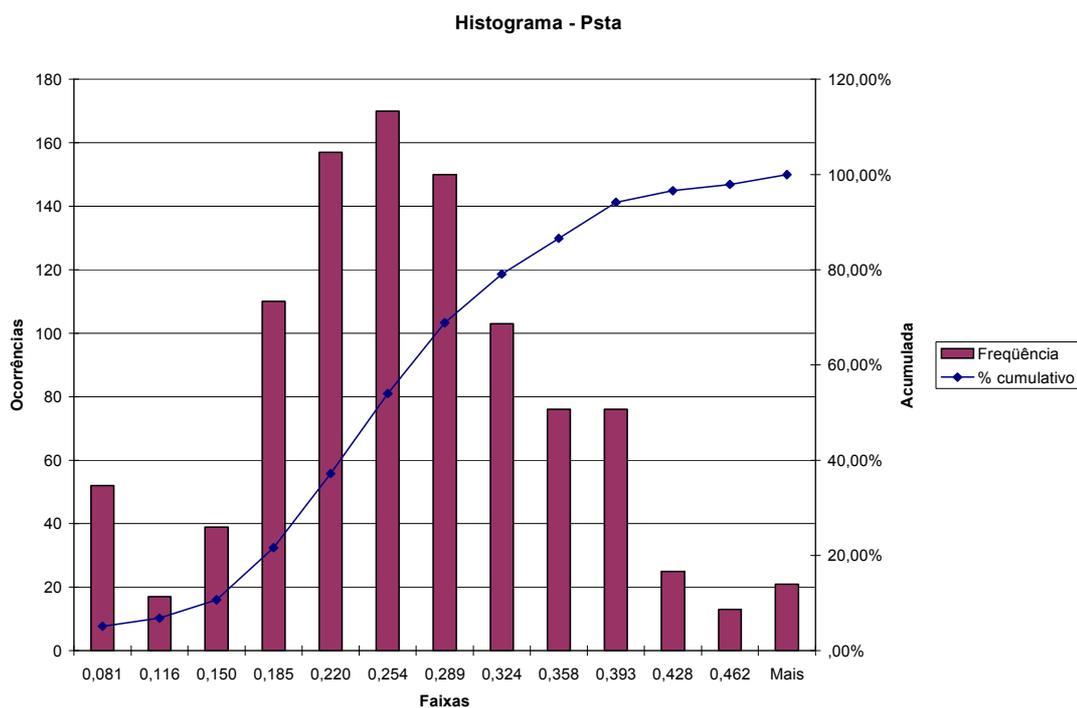


Figura 4.9 – Histograma para Pst na fase A – TPC

A Figura 4.10 mostra-nos o gráfico com os valores Plt observados para o TPC no período da medição (uma semana). Verifica-se que, apesar da ocorrência de valores mais baixos do que o valor limite, existe um pico de valores nos dias 6 e 10 de dezembro de 2006.

As elevações de Plt registradas em 06/12 e 10/12/2006, para os três transdutores, correspondem a Variação da Tensão de Curta Duração (VTCD), ocorrida no sistema elétrico, conforme foi mostrado na Tabela 4.6.

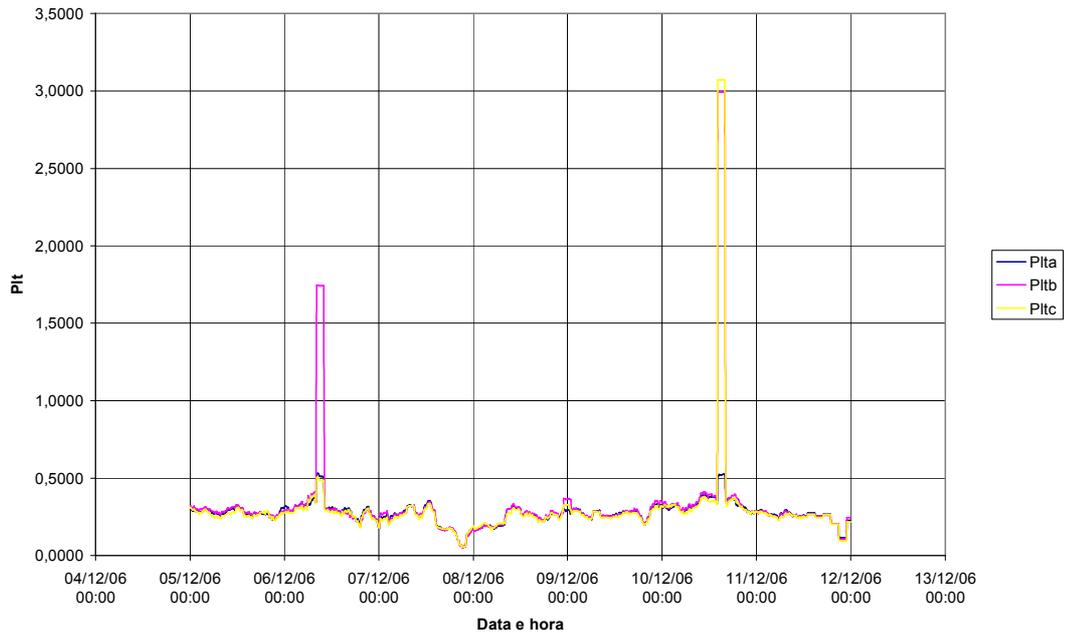


Figura 4.10 – *PIt* por fase – TPC.

A figura 4.11 apresenta o gráfico em forma de histograma. Esta forma de apresentação permite uma observação mais rápida, capaz de permitir, com maior agilidade, a verificação dos percentuais de flutuação de tensão mais expressivos, visto que no eixo vertical é apresentado o número de ocorrências de cada percentual do indicador *PIt* e o seu percentual acumulado. Verifica-se nesta figura que o percentual de 0,284% foi o mais expressivo, com 370 ocorrências.

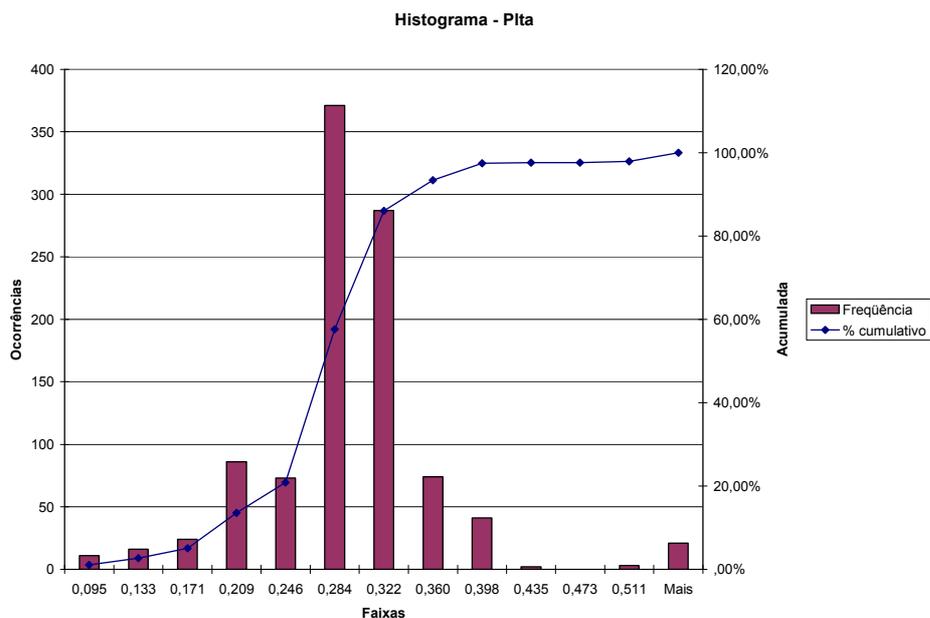


Figura 4.11 – Histograma para *PIt* na fase A – TPC

Os demais gráficos e histogramas referentes à flutuação de tensão medida na SE PAL 10 - 230 kV, na opção TPI com e sem cabo blindado para as três fases e do TPC para as demais fases, conforme especificado em 3.7.3 – Formas de apresentação dos resultados das medições encontra se no Apêndice A2.

4.5.3. Distorção harmônica

Referente ao limite de distorção harmônica de tensão, assim como para a flutuação de tensão, também se adotam limites globais inferiores e superiores para a distorção harmônica de tensão.

O Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede [1], em seu subitem 8, estabelece que estes limites em sistemas com tensão nominal igual ou superior a 69 kV (RB), conforme citado e melhor detalhado em 3.8.1, a serem considerados (resumidamente) são de $THDV = 3\%$ para o limite inferior e $THDV = 4\%$ para o limite superior.

Referente ao limite de distorção harmônica de tensão individual, não foram fixados explicitamente os limites superiores. No entanto, acredita-se que por coerência com a definição dos limites superiores para $THDV$, os limites superiores para harmônicas individuais devam ser 33% acima dos valores contidos na Tabela 3.7, anteriormente apresentada no item 3.8.1 e que contem os valores limites globais inferiores de distorção harmônica de tensão expressos em porcentagem da tensão nominal. A Tabela 4.5 apresenta estes valores propostos de limite individual superior (valor inferior acrescidos de 33%), também expresso em porcentagem da tensão nominal.

Tabela 4.5 – Proposta para os valores de limite superior de distorção harmônica de tensão individual para a RB

V ≥ 69 kV			
Ímpares		Pares	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3, 5, 7	2,66%		
		2, 4, 6	1,33%
9, 11, 13	2,0%		
		≥ 8	0,665%
15 a 25	1,33%		
≥ 27	0,665%		

A apuração dos indicadores de distorção harmônica de tensão deve ser realizada por sete dias consecutivos, considerando-se os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 minutos. Os valores medidos, que serão comparados com os valores padrões, são obtidos através do valor de cada indicador de harmônica (distorção total ou individual). É o valor máximo, dentre as sete amostras obtidas para um período de 7 (sete) dias consecutivos, do percentual de 95% dos valores diários de cada indicador. Em outras palavras, o indicador que deve ser comparado aos padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede [1] é o valor máximo semanal do percentual de 95% diário dos indicadores.

A Tabela 4.6 apresenta os resultados dos valores medidos do indicador de distorção harmônica de tensão total e de distorção harmônica de tensão individual para a fase A. Os valores dos indicadores apresentados na Tabela 4.6 foram obtidos segundo o método descrito na norma IEC 61000-4-7 [7].

Tabela 4.6 – Níveis de distorção harmônica medidos para a fase A

Indicador	Nível medido (%)		
	TPI (cabo blind.)	TPI (cabo comum)	TPC
V2D 95%	0,0646	0,0763	0,0770
V3D 95%	0,1891	0,1814	2,6209
V4D 95%	0,0616	0,0746	0,0798
V5D 95%	0,7496	0,7587	2,7925
V7D 95%	0,3317	0,3278	2,7392
V8D 95%			0,0631
V9D 95%	0,0538	0,0708	0,6855
V11D 95%	0,0904	0,0965	0,1135
V13D 95%			0,0869
V17D 95%		0,0558	
V25D 95%		0,0518	0,0528
V29D 95%	0,0629	0,0662	
V30D 95%		0,0582	
V31D 95%	0,0905	0,1160	0,0688
V33D 95%	0,0533	0,0808	
V34D 95%		0,0652	
V35D 95%		0,0655	
V36D 95%		0,0592	
V37D 95%		0,0633	
V38D 95%		0,0562	
V39D 95%		0,0535	
V40D 95%		0,0520	
Outros	< 0,05	< 0,05	< 0,05
THDVD 95%	0,8508	0,8815	4,5855

A Tabela 4.7 apresenta os resultados dos valores medidos do indicador de distorção harmônica de tensão total e de distorção harmônica de tensão individual para a fase B. Os valores dos indicadores apresentados na Tabela 4.7 foram obtidos segundo o método descrito na norma IEC 61000-4-7 [7].

Tabela 4.7 – Níveis de distorção harmônica medidos para a fase B

Indicador	Nível medido (%)		
	TPI (cabo blind.)	TPI (cabo comum)	TPC
V2D 95%	0,0622	0,0646	0,0743
V3D 95%	0,1854	0,1828	3,1224
V4D 95%	0,0569	0,0680	0,0596
V5D 95%	0,8946	0,8477	3,0748
V7D 95%	0,3399	0,3168	4,5670
V8D 95%			0,0582
V9D 95%		0,0548	0,5988
V11D 95%	0,0638	0,0690	0,0820
V13D 95%		0,0566	0,0796
V17D 95%			0,0559
V25D 95%			0,0543
V29D 95%	0,0803	0,0839	
V31D 95%		0,0508	
V33D 95%		0,0636	
V34D 95%		0,0527	
V35D 95%		0,0540	
V37D 95%		0,0533	
V40D 95%		0,0520	
Outros	< 0,05	< 0,05	< 0,05
THDVD 95%	0,9781	0,9450	6,1747

A Tabela 4.8 apresenta os resultados dos valores medidos do indicador de distorção harmônica de tensão total e de distorção harmônica de tensão individual para a fase C. Os valores dos indicadores apresentados na Tabela 4.8 foram obtidos segundo o método descrito na norma IEC 61000-4-7 [7].

Tabela 4.8 – Níveis de distorção harmônica medidos para a fase C

Indicador	Nível medido (%)		
	TPI (cabos blind.)	TPI (cabos comuns)	TPC
V2D 95%	0,0870	0,1028	0,0699
V3D 95%	0,1583	0,1798	2,2602
V4D 95%			0,0518
V5D 95%	0,9554	0,9507	2,1977
V7D 95%	0,3690	0,3745	1,2981
V8D 95%			0,0762
V9D 95%		0,0682	0,4480
V11D 95%	0,0850	0,0900	0,1132
V17D 95%		0,0524	0,0598
V23D 95%	0,0518	0,0535	
V25D 95%	0,0653	0,0672	0,0776
V29D 95%	0,0639	0,0673	
V30D 95%		0,0528	
V31D 95%		0,0585	
V33D 95%		0,0745	
V34D 95%		0,0619	
V35D 95%		0,0623	
V36D 95%		0,0571	
V37D 95%		0,0652	
V38D 95%		0,0532	
V39D 95%		0,0529	
V40D 95%		0,0515	
Outros	< 0,05	< 0,05	< 0,05
THDVD 95%	1,0415	1,0619	3,3199

A Figura 4.12 mostra o gráfico com os valores de *THDVD95%* observados para o TPC no período da medição (uma semana). Verifica-se que os valores para as frequências ímpar baixas, principalmente a 3^a, 5^a, 7^a e 9^a harmônica, apresentaram um valor medido bem superior quando comparado com o resultado obtido com o TPI. Para as demais harmônicas, os valores encontrados foram similares, quando comparados entre os valores do TPC e os valores do TPI.

Conforme comentado em 3.5.3 (resposta dos transdutores), estes valores a maior impactaram significativamente na *THDV* devido ao fato de que estas três harmônicas são as harmônicas de valor mais elevado, quando comparadas com as demais. Este fato ocorre na faixa de frequência em que a resposta sofre alterações abruptas na relação de transformação do TPC.

Esta configuração é a que resulta na maior diferença dos valores encontrados para cada fase. Na curva de resposta em frequência do TPC, a fase B foi a de valor mais elevado, seguido pela fase A e a fase C foi a de menor valor.

Os valores medidos apresentaram a fase B com percentual de *THD_VD95%* mais elevado, seguido da fase A e depois pela fase C, demonstrando uma relação direta entre a transição de alteração da relação da resposta em frequência do transdutor e o valor medido da distorção harmônica.

Este resultado evidencia que a correção da resposta em frequência, para o caso do TPC, devido às suas peculiaridades construtivas, não foi satisfatória para se medir a distorção harmônica de tensão. Os resultados encontrados, no caso do TPC, diferem dos resultados encontrados quando comparados àqueles encontrados na utilização dos TPIs. Entretanto, os resultados obtidos, para os indicadores de desequilíbrio e de flutuação de tensão, mostraram-se adequados.

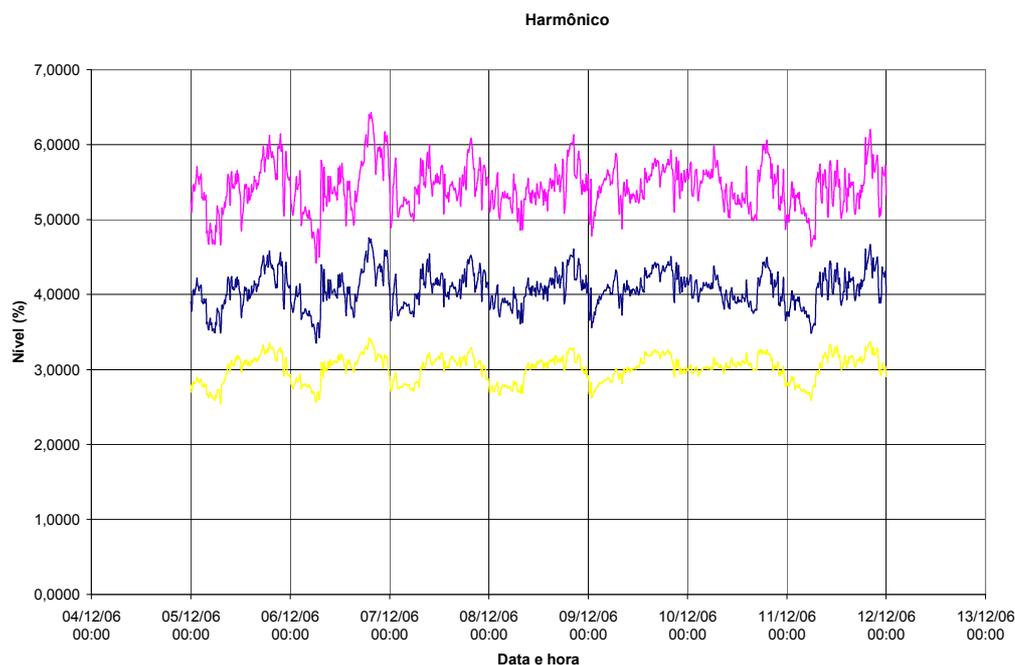


Figura 4.12 – Distorção harmônica total de tensão por fase – TPC

A figura 4.13 apresenta o gráfico em forma de histograma. Esta forma de apresentação permite uma observação mais rápida, permitindo a verificação, com agilidade, dos percentuais de distorção harmônica de tensão mais expressivos, visto que no eixo vertical encontra-se o

número de ocorrências de cada percentual do indicador *THDVD95%* e o seu percentual acumulado. Verifica-se nesta figura que o percentual de 5,426% foi o mais expressivo, com 225 ocorrências.

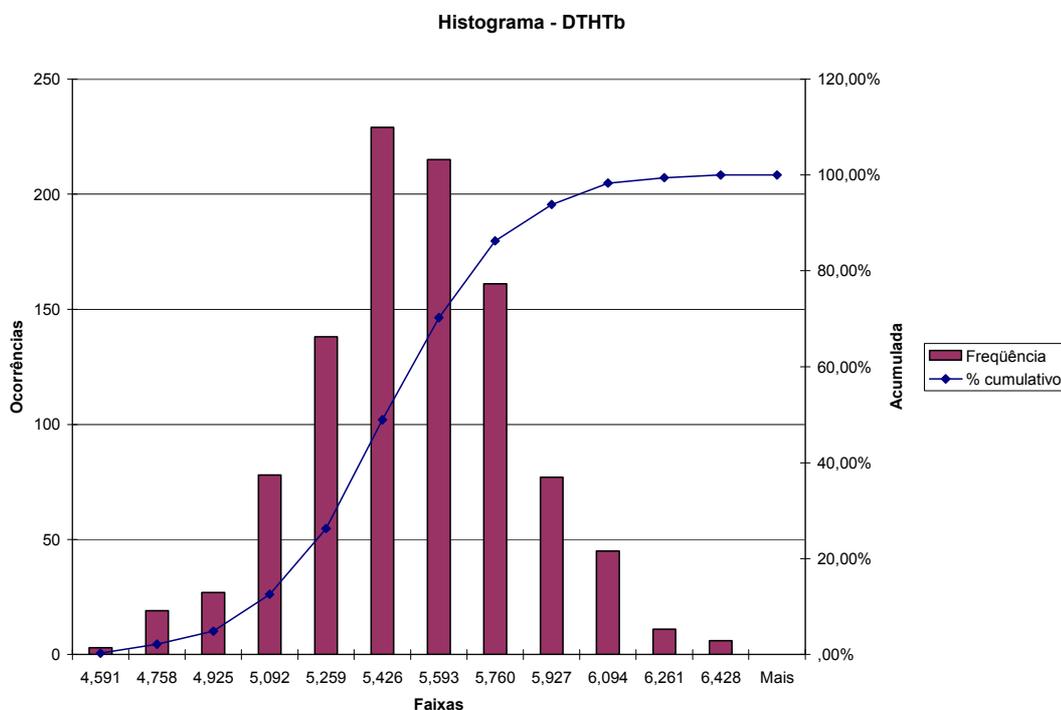


Figura 4.13 – Distorção harmônica total de tensão na fase B – TPC

Os demais gráficos e histogramas referentes à distorção harmônica total e as harmônicas mais relevantes (segundo critério proposto nos Procedimentos de Medição), medidos na SE PAL 10 - 230 kV, conforme especificado em 3.8.3 – Formas de apresentação dos resultados das medições encontra-se no Apêndice A3. A Figura 4.14 apresenta de modo sumário, o gráfico com os valores medidos e os limites do ONS (valor de referência) para o indicador de desequilíbrio de tensão encontrado nas medições do barramento de 230 kV da SE PAL 10.

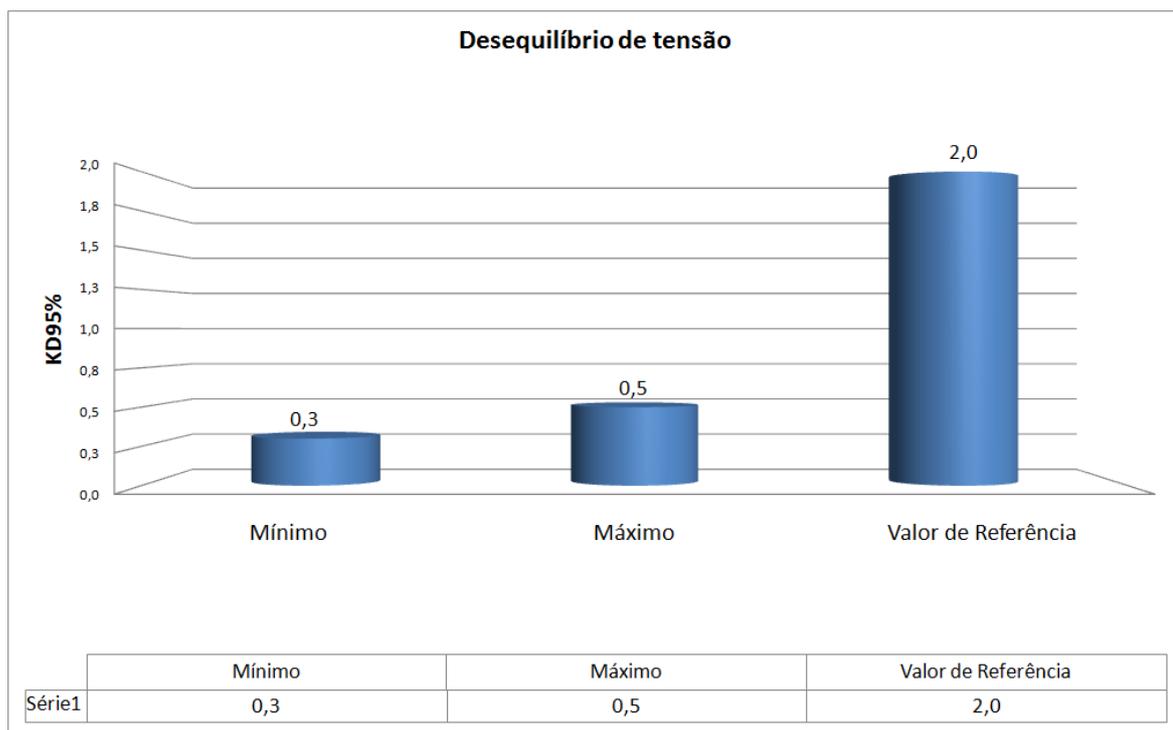


Figura 4.14 – Resultado da medição de desequilíbrio de tensão na SE PAL 10

Já na Figura 4.15 é apresentado o resultado das medições do indicador de flutuação de tensão e os valores de referência estabelecidos como limite pelo ONS para este indicador.

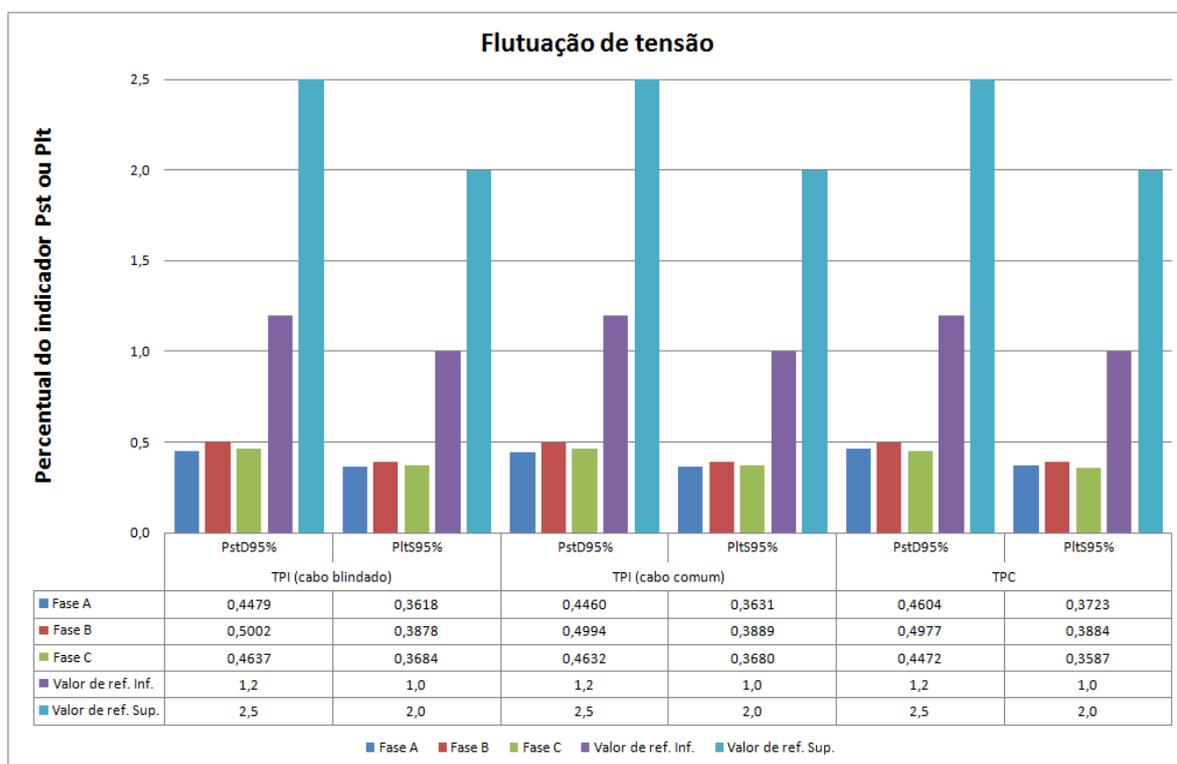


Figura 4.15 – Resultado da medição de flutuação de tensão na SE PAL 10

Finalmente, a Figura 4.16 apresenta o resultado das medições do indicador de distorção harmônica de tensão e os valores de referência estabelecidos como limite pelo ONS para este indicador.

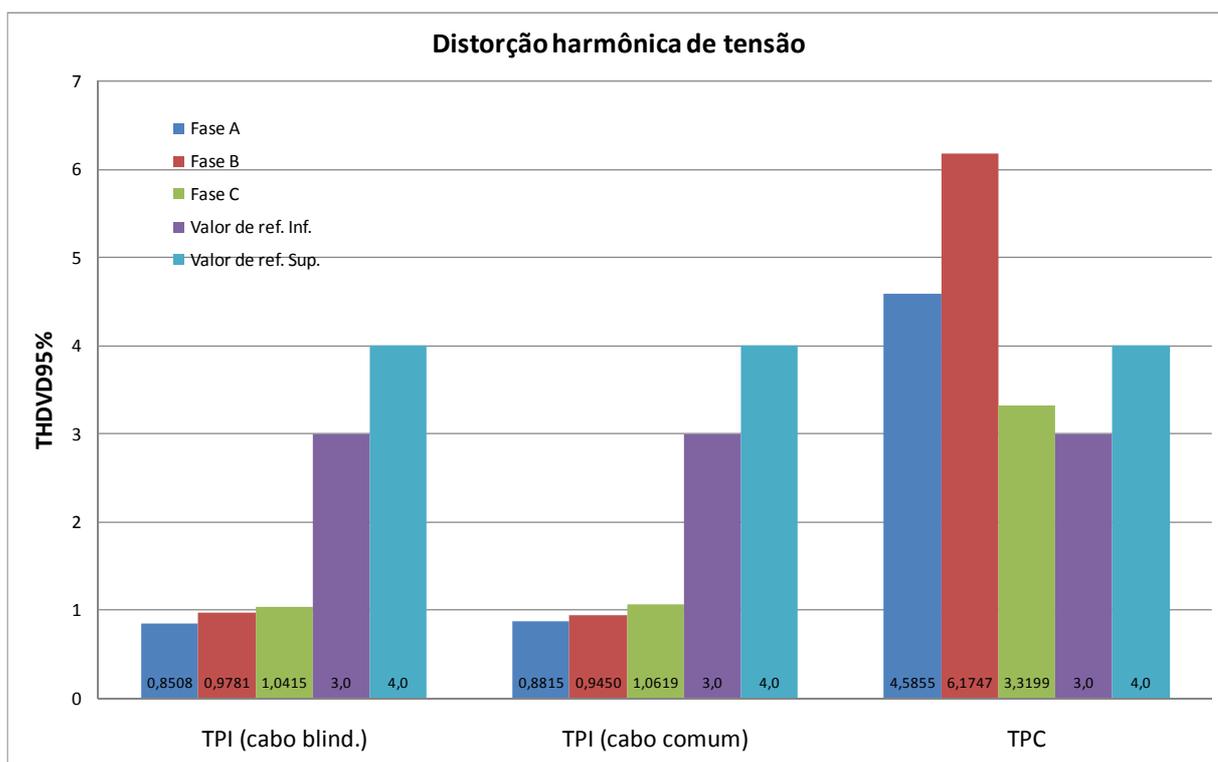


Figura 4.16 – Distorção harmônica total de tensão na fase B – TPC

4.6. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os resultados das medições dos indicadores de desempenho (desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e harmônica de tensão) no barramento de 230 kV da subestação Porto Alegre 10, pertencente à CEEE GT e integrante da Rede Básica do SIN, que validam a proposta apresentada no capítulo 3 desta dissertação.

Os resultados das medições realizadas na subestação SE PAL 10 - 230 kV, da CEEE GT, utilizando-se três diferentes transdutores de tensão, mostraram que os resultados obtidos para os indicadores de desequilíbrio e flutuação de tensão foram similares para os três transdutores.

Com relação a distorção harmônica, os resultados obtidos com o TPC, considerando a correção de resposta em frequência utilizada para o transdutor, foram maiores do que àqueles obtidos com o TPI, particularmente no 2º, 3º, 5º, 7º e 9º, considerando a correção de resposta em frequência utilizada para o transdutor. Isto fez com que a *THDV* medida com o TPC fosse de três a seis vezes maior do que a *THDV* medida em ambas as configurações com o TPI.

No que se refere à comparação com os limites globais estabelecidos pelo ONS os indicadores obtidos para desequilíbrio e flutuação de tensão estão abaixo dos limites globais inferiores, qualquer que seja o transdutor ou a configuração adotada;

Os indicadores de harmônicas medidos pelo TPI, em ambas as configurações, estão abaixo dos limites globais inferiores, tanto para harmônicas individuais, quanto para distorção harmônica total.

Para o TPC, utilizando-se a correção de resposta em frequência proposto no item 3.8.2 (Medição dos indicadores de distorção harmônica de tensão), obteve-se indicadores de distorção harmônica total e de 3ª, 5ª e 7ª harmônicas, acima dos limites globais superiores estabelecidos pelo ONS.

Esta análise se baseou em três transdutores, visando fornecer subsídios aos novos acessantes do sistema de transmissão, por ocasião de uma nova conexão, seja de consumidor livre, distribuidora, permissionária ou de concessionária geradora, em especial aos pequenos geradores, como por exemplo, os parques eólicos. Este auxílio se faz através das simulações dos TPI, normalmente utilizados em tensões menores (até 138 kV) que são usualmente utilizados por estas empresas, por apresentarem um custo inferior quando comparados com os demais transformadores de potencial. O método aqui apresentado, por utilizar os recursos já existentes, visando a obtenção de um baixo custo de medição dos indicadores, quando comparado com outros métodos, mostrou-se bastante adequado a estas empresas.

O TPC, mais empregado em tensões a partir de 230 kV, foi analisado visando os agentes de transmissão e os grandes acessantes, sejam usinas hidroelétricas ou grandes consumidores livres. Assim como no caso anterior, o método apresentado pode ser considerado válido, tendo em vista que apresenta aplicação imediata para os indicadores de desequilíbrio e de flutuação de tensão. Para o indicador de distorção harmônica de tensão, este trabalho considera como uma contribuição a verificação da inconformidade encontrada para as quatro primeiras harmônicas ímpares.

Capítulo 5. Conclusões

Neste trabalho foi desenvolvido um estudo, abordando o tema qualidade de energia elétrica, através do qual foi possível avaliar o efeito dos distúrbios elétricos presentes na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, de forma a permitir a obtenção de índices de avaliação de desempenho do sistema de energia elétrica, particularmente os que estão relacionados à tensão, a saber: de desequilíbrio, de flutuação e de distorção harmônica.

Foi apresentada uma breve revisão bibliográfica aplicada ao assunto da dissertação, os parâmetros e os valores limites e de referências das diversas normas e recomendações internacionais (IEC 61000-4-30 [5] e IEEE 1159 [13]), comparados com os valores e limites propostos pelo ONS em seus Procedimentos de Rede [1]. Foram abordados os fenômenos dos distúrbios elétricos para situar o leitor sobre os problemas encontrados no sistema elétrico e a evolução destes distúrbios, o que as normas internacionais e nacionais já realizaram e as limitações destas normas na abordagem e mensuração destes distúrbios na QEE. Foi salientado que os equipamentos que apresentam comportamento de carga não linear (ou eletrônicas) estão cada vez mais presentes nas instalações, e que estes equipamentos possuem, aente, uma maior robustez aos distúrbios gerados na rede elétrica devido a problemas de QEE. Desta forma, foi abordada a questão do crescimento natural da complexidade das cargas conectadas ao SIN, exigindo das concessionárias de transmissão uma constante preocupação com a qualidade da energia entregue às concessionárias distribuidoras, às geradoras e aos consumidores livres.

Para tanto, os agentes de transmissão buscam determinar índices dos sistemas locais de forma a avaliar qual o real impacto que os distúrbios elétricos causam, bem como determinar de quem é a responsabilidade pela geração destes fenômenos. Além disso, buscou-se avaliar que parte desta responsabilidade deve ser repassada às empresas conectadas ao sistema de transmissão, que através da inserção de cargas não lineares e faltas cometidas no sistema acabam produzindo efeitos indesejáveis na rede à qual estão conectados.

Foi proposto os procedimentos para a medição dos indicadores de desempenho, analisando sua aplicabilidade, que se mostrou adequado, flexível e com grande capacidade de gerenciamento de dados e de geração de um banco de dados estruturados, que disponibiliza a informação facilmente através da rede, reduzindo a necessidade de relatórios e de deslocamentos de pessoas. A obtenção de um método simples, confiável e de baixo custo para

a medição dos indicadores de QEE da RB do SIN esteve presente em todas as fases de estudos realizados nesta dissertação, objetivando produzir resultados práticos e úteis aos acessantes do sistema de transmissão.

O estudo enfocou técnicas de medição de QEE empregando os principais transdutores atualmente utilizados (TPI, TPC e DCP), disponíveis nas SE. Estes transdutores são normalmente empregados nos sistemas de supervisão e proteção. Está proposta se mostrou eficaz, pois possibilitou a medição dos indicadores de flutuação, de desequilíbrio e de distorção harmônica de tensão, a um custo reduzido, por utilizar os recursos disponíveis, sem a necessidade de agregar novos recursos e/ou equipamentos. Foi apresentada uma proposta de utilização dos TIs (transformadores para instrumentos em geral) existentes nas SE, como transdutores dos sistemas de monitoramento, visando a redução dos custos da campanha de medição. Para tal fim, desenvolveu-se uma metodologia para correção dos dados obtidos por estes TIs. Esta metodologia se baseia fundamentalmente na obtenção da resposta em frequência dos TI, e uma etapa de pós processamento dos dados obtidos em função da curva característica de cada TI. Considera-se, este procedimento como uma contribuição original deste trabalho.

Os avanços tecnológicos, principalmente os relacionados com as técnicas de processamento digital de sinais, tem permitido medir sinais elétricos cada vez com mais eficiência e confiabilidade. Os equipamentos escolhidos mostraram-se robustos apresentaram manuseio acessível, embora seja necessária a dedicação de algumas horas à configuração do sistema, de modo que o mesmo seja capaz de disponibilizar as informações dentro dos padrões desejados.

Foi possível demonstrar que a proposta para a análise das metodologias e dos procedimentos de medição dos indicadores de desempenho de QEE na RB do SIN (de desequilíbrio, de flutuação e de distorção harmônica de tensão), mostraram-se adequados no que se refere à comparação com os procedimentos e recomendações estabelecidos pelo ONS em seus procedimentos de rede.

Os resultados das medições dos indicadores de desempenho (desequilíbrio da tensão, flutuação de tensão e harmônica de tensão), no barramento de 230 kV da subestação Porto Alegre 10, pertencente à CEEE GT e integrante da Rede Básica do SIN, foram apresentados e discutidos. No corpo deste trabalho, foram inseridos e analisados alguns exemplos gráficos

dos resultados das medições realizadas na barra de 230 kV. No Apêndice A, é apresentado, de forma mais completa, todos os gráficos contendo os resultados obtidos nesta medição.

As medições realizadas, segundo os procedimentos propostos, revelaram que todos os indicadores empregados se encontravam com seus valores nominais abaixo dos limites máximos estabelecidos pelo ONS. Estes resultados indicam que mesmo em um entorno urbano, onde é possível supor um grande número de cargas não lineares (conversores, fontes, chaves de partida de motores, reatores e aparelhos eletrônicos em geral), estas cargas não causaram danos significativos à QEE da RB do SIN, tendo em vista a robustez oriunda da interligação a nível nacional do mesmo.

Foi evidenciada a presença de interferências eletromagnéticas externas, muito provavelmente oriundas dos campos dispersos dos transformadores presentes nas SE. A verificação da presença destes campos não se deu a través de nenhuma medição específica, a qual demandaria o uso de instrumentos dedicados, os quais não estão disponíveis nas SE. Foram realizadas medições utilizando-se cabos comuns e cabos blindados na conexão aos instrumentos de monitoramento; este procedimento tornou o trabalho de captura dos eventos mais complexa, mas comprovou a existência de campos interferentes, pois foram obtidos resultados distintos em função do tipo de cabo empregado. A presença destes campos interferentes evidencia a necessidade de utilização de cabos blindados. Assim sendo, recomenda-se fortemente o uso de cabos blindados para a realização destas medições.

O fato de o ambiente ser de difícil acesso à pessoas não autorizadas evitou que as configurações dos equipamentos fossem alteradas, salvaguardando, assim a base de dados gerada.

O levantamento da resposta em frequência dos transdutores bem como a subsequente correção dos dados auferidos, foi fundamental para o sucesso do procedimento proposto. Conforme acima mencionado, salienta-se que foi comprovado que a influência dos campos eletromagnéticos presentes na SE afeta significativamente as medições destes indicadores, e que esta influência é mitigada com a utilização de cabo coaxial na interligação dos instrumentos de medição.

Com relação ao resultado da medição dos indicadores de desequilíbrio e flutuação de tensão, medidos conforme procedimentos proposto nesta dissertação, pode se concluir que os resultados das medições realizadas na subestação SE PAL 10 - 230 kV, da CEEE GT, utilizando-se três diferentes transdutores de tensão (dois TPIs e um TPC) existentes nesta SE,

mostraram que os resultados obtidos para os indicadores de desequilíbrio e flutuação de tensão foram similares para os três transdutores.

Foi possível demonstrar que a metodologia de medição proposta neste trabalho, que propõe a utilização dos transdutores existentes nas SE para medição de QEE, são válidas. Desta forma, evitam-se os elevados custos envolvidos e as paradas no sistema para instalação de transdutores específicos com elevada classe de exatidão, os quais apresentam um elevado custo.

Com relação à medição realizada, no que se refere à comparação com os limites globais estabelecidos pelo ONS, os indicadores obtidos para desequilíbrio ($KD95\%$ de 0,5%) e flutuação de tensão ($PstD95\%$ de 0,5% e $PltD95\%$ de 0,4%) estão abaixo dos limites globais inferiores ($KD95\%$ de 2%, $PstD95\%$ de 1,2% e $PltD95\%$ de 1,0% respectivamente) qualquer que seja o transdutor ou a configuração adotada (TPI com relação 1200:1, TPI com relação 2000:1 e TPC com relação 2000:1).

Referente ao resultado da medição dos indicadores de distorção harmônica de tensão, medidos conforme procedimentos proposto nesta dissertação pode se concluir que os indicadores de harmônicos medidos pelos TPIs ($THD95\%$ medido de 1%), em ambas as configurações (com e sem cabo coaxial), estão abaixo dos limites globais inferiores, tanto para harmônicas individuais, quanto para distorção harmônica total ($THD95\%$ limite de 3%).

Porém, para o TPC, utilizando-se a correção de resposta em frequência proposto nos procedimentos de medição dos indicadores de distorção harmônica de tensão apresentado no capítulo 3, obtiveram-se indicadores de distorção harmônica total ($THD95\%$ medido de 6%) e de 3^a, 5^a e 7^a harmônicas acima dos limites globais superiores estabelecidos pelo ONS ($THD95\%$ limite de 4%).

Os resultados obtidos com o TPC, considerando a correção de resposta em frequência utilizada para o transdutor, foram maiores do que àqueles obtidos com o TPI, particularmente na 2^a, 3^a, 5^a, 7^a e 9^a harmônica, considerando a correção de resposta em frequência utilizada para o transdutor. Isto fez com que a THD medida com o TPC fosse de três a seis vezes maiores do que a THD medida em ambas as configurações com o TPI.

A correção em frequência do TPC resultou inadequada devido ao *tap* capacitivo construído com duas colunas capacitivas, com derivação central, pois apresentou uma grande variação no valor da resposta em frequência das harmônicas de valor mais significativo (3^a,

5ª, 7ª e 9ª harmônicas) e, portanto, mais impactantes na distorção harmônica total de tensão, o que afetou o resultado esperado deste indicador (*THDVD95%*).

As medições com TPCs, com classes de precisão de 0,3%, 0,6% ou 1,2%, somente será possível se a parte indutiva construída na base dos mesmos continuar conectada no *tap* existente na coluna capacitiva do TPC, pois, internamente, nesse equipamento, existe um rígido acoplamento LC (circuito de compensação visto em 3.5.1.1) entre as duas partes componentes, que é de fundamental importância para se prover as medições secundárias disponibilizadas pelo TPC.

Uma possível solução para este problema seria o deslocamento (*shifting*) da faixa de transição abrupta da resposta em frequência para uma faixa de valor mais elevado, onde esta influência nos resultados poderia ser desprezada, por impactar em harmônicas de valor de menor relevância no resultado da *THDV* e, portanto, factíveis de correção pelo método proposto.

Este trabalho considera como uma contribuição a demonstração da inconformidade encontrada para as quatro primeiras harmônicas ímpares na medição deste indicador, e apresenta, como uma sugestão de continuação deste trabalho, uma modelagem para a realização deste deslocamento (*shifting*) da resposta em frequência deste tipo de transdutor.

Como foi possível observar acima, de acordo com os valores medidos no intervalo considerado, a energia transmitida pela concessionária CEEE GT e, portanto, do sistema de transmissão do estado do Rio Grande do Sul, pertencente ao SIN, é de boa qualidade, compatível com as exigências do agente regulador (ANEEL) e do agente operador do sistema (ONS), informação útil aos usuários deste sistema e particularmente aos novos acessantes.

O Apêndice B apresenta uma proposta de tarifação que contém os procedimentos de medição dos indicadores de desempenho, onde se espera estabelecer que os parâmetros de desempenho de QEE sejam devidamente definidos, normatizados e normalizados, para que se possa celebrar contratos com cláusulas de qualidade de energia, e a tarifação da QEE possa vir a ser acordada entre as partes envolvidas.

Portanto, pode-se sugerir como outra extensão deste trabalho, a sistemática de inclusão, na tarifação de energia elétrica, dos efeitos dos distúrbios na tensão e, em especial, do conteúdo harmônico das cargas que poluem o Sistema Interligado Nacional, recebido ou transmitido aos agentes conectados.

Além disso, salienta-se que novos métodos de análise podem ser desenvolvidos, principalmente envolvendo o estudo com Redes Neurais Artificiais e Algoritmos Genéticos, para a detecção de anomalias e identificação de suas fontes geradoras, que poderiam ser ferramentas úteis para a análise do problema enfocado neste trabalho.

Referências bibliográficas

[1] ONS, “Padrões de Desempenho da Rede Básica”, Procedimentos de Rede, Módulos 1 a 26, Requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho da Rede Básica e seus componentes, agosto 2009 [online em www.ons.org.br];

[2] *EN 50160*, “Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems”. European Norm Standards Board, 1994;

[3] Paulo F. Ribeiro, “Tópicos Avançados em QEE”, PUC-RS, Agosto 2005;

[4] *IEEE Std. 519*, “Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems”. IEEE Standards Board, 1992;

[5] *IEC 61000-4-30*, “Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4: Testing and Measurement Techniques – Power Quality Measurements Methods”. International Standard IEC 61000-4-30, Edition 1, February 2003;

[6] *IEC 61000-4-15*, “Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4: Testing and Measurement Techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and Design Specifications”. International Standard IEC 61000-4-15, Edition 1.1, 2003;

[7] *IEC 61000-4-7*, “Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4: Testing and Measurement Techniques – General Guide on Harmonic and Interharmonic Measurements and Instrumentation for Power Supply Systems and Equipment connected thereto”. International Standard IEC 61000-4-7, Edition 2, August 2002;

[8] *IEC 61000-2-1*, “Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 2: Environment, Sect. 1: Description of the environment – Electromagnetic environment for low-frequency conducted disturbances and signaling in public power supply systems”. International Standard IEC 61000-2-1, First Edition, May 1990;

[9] *IEC 61000-3-2*, “Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 3: Limits, Sect. 2: Limits for harmonic current emissions (equipment input current $\leq 16A$ per fase)”. International Standard IEC 61000-3-2, Edition 3, November 2005;

[10] *IEC 61000-3-4*, “Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 3: Limits, Sect. 4: Limitation of emission of harmonic current in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A”. International Standard IEC 61000-3-4, Edition 1, October 1998;

[11] *IEC 61000-2-2*, “Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 2: Environment – Section 2: Compatibility levels for lowfrequency conducted disturbances and signaling in low-voltage power supply systems”. International Standard IEC 61000-2-2, First Edition, May 1997;

[12] **CEPEL** – Relatório Técnico – DPP/TEQ-865/01, “Relatório de Medição em Siderúrgicas do Grupo Belgo-Mineira”, 25/02/2002;

[13] **IEEE Std. 1159**, “*Recommended practice for monitoring electric power quality*”. *IEEE Standards Board*, 1995;

[14] **BOLLEN, M. H. J.**, “*What is power quality? Electric Power Systems Research*”, 66, 2003, *pages. 5-14*;

[15] **GAMA, P. H. R. P. e OLIVEIRA, A.**, “*Conservação de Energia e sua relação com a qualidade de Energia Elétrica*”, XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (1999), Brasil;

[16] **DUGAN, R.C. et al**, “*Electrical Power Systems Quality*”, *second edition*, McGraw-Hill, 2002;

[17] **IEEE Task Force on the Effects of Harmonics on Equipment**, *Effects of Harmonics on Equipment, IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, nº 2, *april 1993*;

[18] **CAVALLINI A. et al**, “*A Parametric Investigation on the Effect of Harmonic Distortion on Life Expectancy of Power Capacitors*”, *8th Mediterranean Electrotechnical Conference, 1996, Italy*, vol.1 p. 491-494;

[19] **BARROS, J., DIEGO, R. I.**, “*Effects of Nonsinusoidal Supply on Voltage Tolerance of Equipment*”, *IEEE Power Engineering Review*, *july 2002*;

[20] **Prodist**, “*Procedimentos de Distribuição*” Módulo 8, *Qualidade da Energia Elétrica*, julho 2007 [*online em www.aneel.gov.br*];

[21] **OLIVEIRA, M. et al**, *Efeito das distorções harmônicas nas medições de energia elétrica*, III SBQEE – Seminário Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica, ST 1 – IT 7, 8-12 de agosto de 1999, Brasília – DF;

[22] **GALHARDO, M. A. B., PINHO, J. T.**, *Conceitos de distorção e não linearidades*, V SBQEE – Seminário Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica, 17 a 20 de agosto de 2003, Aracaju – SE;

[23] **VASCONCELOS, F. H et al**, *Calibração de Medidores de Energia Elétrica Ativa em Condições Não Senoidais*, Metrologia 2003, Sociedade Brasileira de Metrologia, 01 a 05 de setembro de 2003, Recife – PE;

[24] **SILVA, R.V. R. et al**, *Análise de desempenho de medidores de watt-hora sob condições não senoidais*, III SBQEE – Seminário Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica, ST 8 – IT 61, 8-12 de agosto de 1999, Brasília – DF;

[25] **Oleskovicz, M.** “Qualidade da Energia Elétrica: conceitos e definições direcionadas a sistemas industriais”, II Workshop de Proteção: Estudos Avançados de Proteção de Motores em Média Tensão Schweitzer Engineering Laboratories, Comercial Ltda e Departamento de Engenharia Elétrica - Eesc/Usp, São Carlos, SP, 2005;

[26] **UFU-ONS 03-03-00**, “Classificação dos Equipamentos – Testes de Desempenho Funcional em Instrumentos de Medição da Qualidade de Energia Elétrica”, Maio 2003;

[27] **Paulo F. Ribeiro**, “Relatório Técnico sobre o desempenho funcional de Instrumentos de Medição de Qualidade de Energia”, Setembro de 2003;

[28] **Kezunovic M. et al**, “*Digital Models of Coupling Capacitor Voltage Transformers for Protective Relay Transient Studies*,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 4, pp. 1927–1935, Oct. 1992.

[29] **Canadian Electricity Association (CEA)**, “*Power Quality Measurements Protocol – CEA Guide to Performing Power Quality Surveys*”, May 1996;

[30] **Liglio Rodegheri**, “Especificação Esquema de Geração de Mensagens XML para dados de Campanha de Qualidade de Energia – Versão 1.0”, Novembro 2003;

[31] **R. L. Araújo**, “Medição de Resposta em Frequência em Transformadores de Potencial Capacitivo”, Relatório DVEM 2220/2006, LACTEC, 14/12/2006;

[32] **R. L. Araújo**, “Medição de Resposta em Frequência em Transformadores de Potencial Indutivo”, Relatório DVEM 2222/2006, LACTEC, 14/12/2006;

[33] **McEachern A. et al**, “*Revenue and harmonics: An evaluation of some proposed rate structures*”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 10, no. 1, January 1995, pp. 474-483;

[34] **Czarnecki L. S.**, “*Comments on active power flow and energy accounts in electrical systems with nonsinusoidal waveforms and asymmetry*”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol.11, n0. 3, July 1996, pp.1244-1250;

[35] **Mielczarski W.**, “*Quality of electricity supply & management of network losses*”, Puma Press, Melbourne 1997;’

[36] **Matsuo, N. M. et al**, “Tarifas Reativas Distorcidas: Medição de Energia Reativa na Presença de Harmônicas”, Enershow 99 - Feira e Congresso - 1999 - São Paulo.

Apêndice A – Resultado completo da medição na SE PAL 10

Neste tópico, são apresentados os gráficos com os resultados da medição de QEE realizada em dezembro de 2006, na subestação Porto Alegre 10 (SE PAL 10) de propriedade da CEEE GT. Para as harmônicas de tensão, apenas os indicadores mais relevantes serão apresentados, de acordo com a classificação adotada pelo ONS [1].

Foram utilizados para a medição os instrumentos ION 9610, da SIEMENS e ION 7650, da *Power Measurement Ltd.* (PML). Suas principais características são:

- a) Medição de até 4 tensões e 4 correntes;
- b) Medição de formas de onda com até 1024 pontos por ciclo;
- c) Medição de valores eficazes (rms) de tensão e corrente com resolução de 1 ciclo;
- d) Medição de potência e energia;
- e) Medição de frequência na faixa de 57 a 63 Hz;
- f) Medição de harmônicas de acordo com a norma IEC 61000-4-7 [7];
- g) Medição de inter-harmônicas de acordo com a norma IEC 61000-4-7 [7];
- h) Medição de *flicker* de acordo com a IEC 61000-4-15 [6];
- i) Medição de variações de tensão de curta duração com registro de data e hora, duração e amplitude mínima e máxima;
- j) Gravação de fenômenos disparada por evento;
- k) Memória de 10 Mbytes;
- l) Autonomia de 8 dias de medição na configuração adotada;
- m) Comunicação via ethernet 10-baseT e portas seriais RS232 ou RS485;
- n) Entrada para sinal de GPS (*Global Positioning System*);
- o) Alimentação de 100 a 240 Vca ou 110 a 250 Vcc;
- p) Sinais de entrada de tensão de até 600 Vca;
- q) Sinais de entrada de corrente de 1 V para conexão de alicates;
- r) Protocolos de comunicação ION, DNP-3.0 e MODBUS RTU.

A.1. Desequilíbrio de tensão

A.1.1. Gráficos de tendência

Da Figura A.1 até a Figura A.3, apresenta-se os valores de desequilíbrio de tensão no TPI e no TPC.

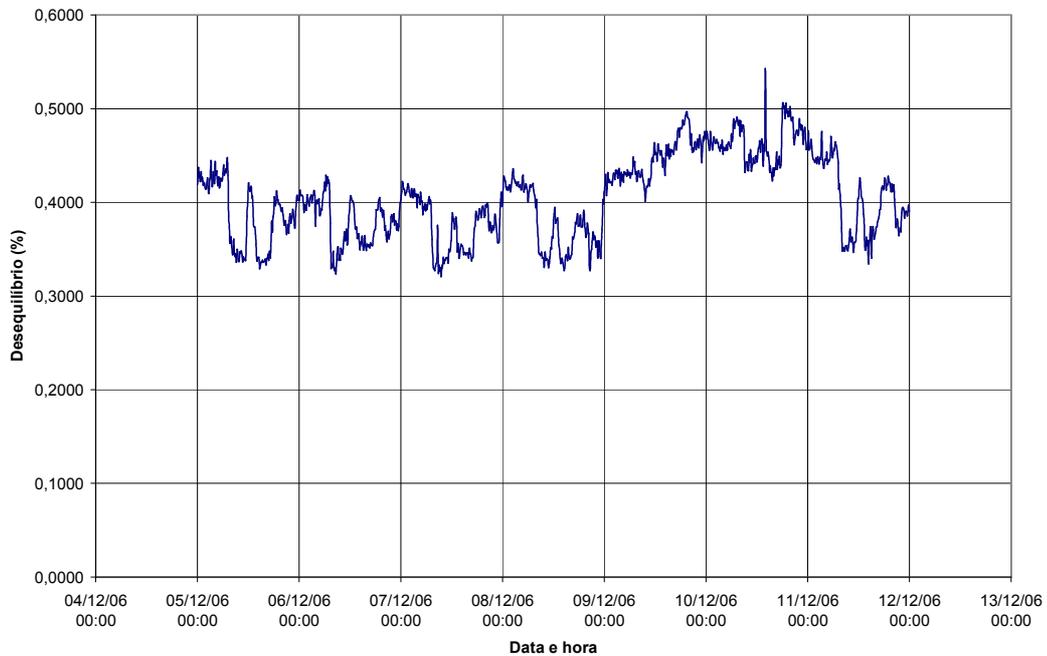


Figura A.1 – Desequilíbrio de tensão – TPI (cabo blindado)

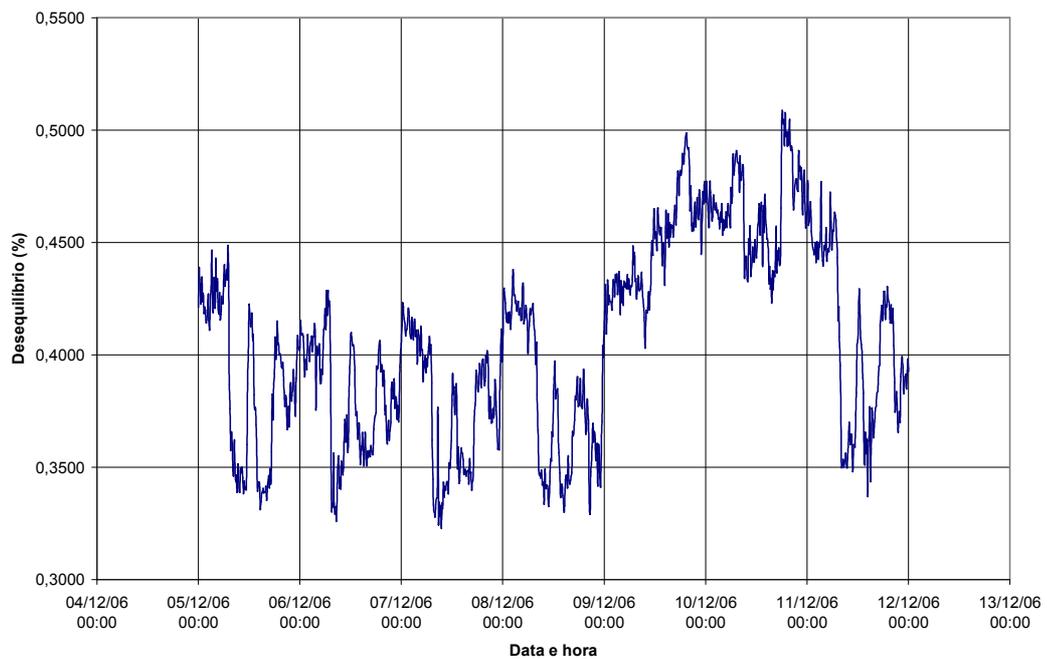


Figura A.2 – Desequilíbrio de tensão – TPI (cabo comum)

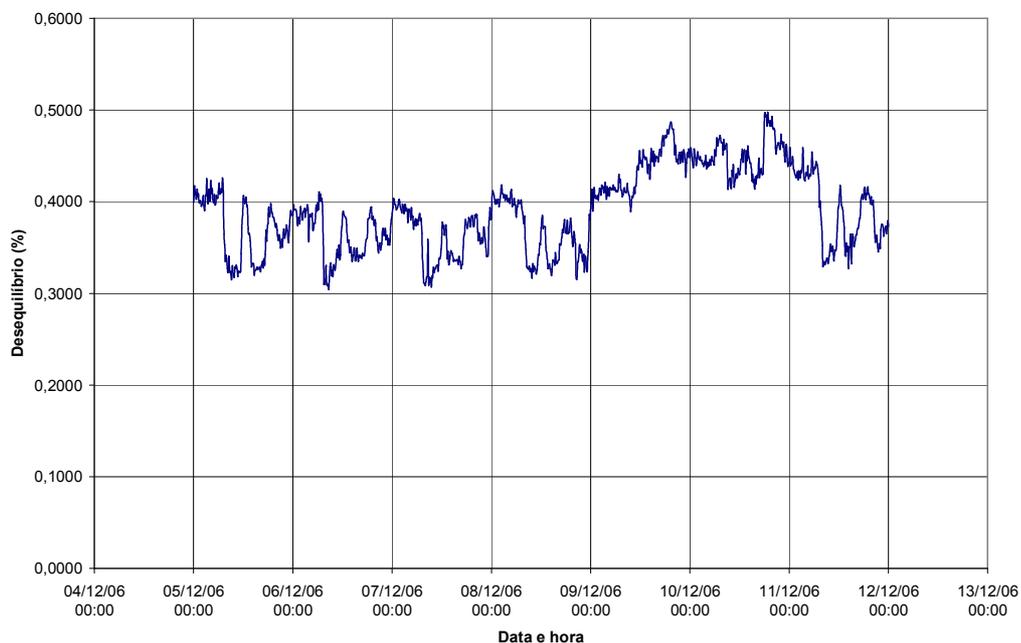


Figura A.3 – Desequilíbrio de tensão – TPC

A.1.2. Histogramas

As faixas dos histogramas de desequilíbrios de tensão representam uma medida relativa à tensão fundamental nominal (e não à tensão fundamental no instante da medição) apresentada na forma percentual. Os valores anotados nos eixos das abscissas correspondem ao limite superior da faixa correspondente.

Da Figura A.4 até a Figura A.6, apresenta-se os histogramas para o desequilíbrio de tensão no TPI e no TPC.

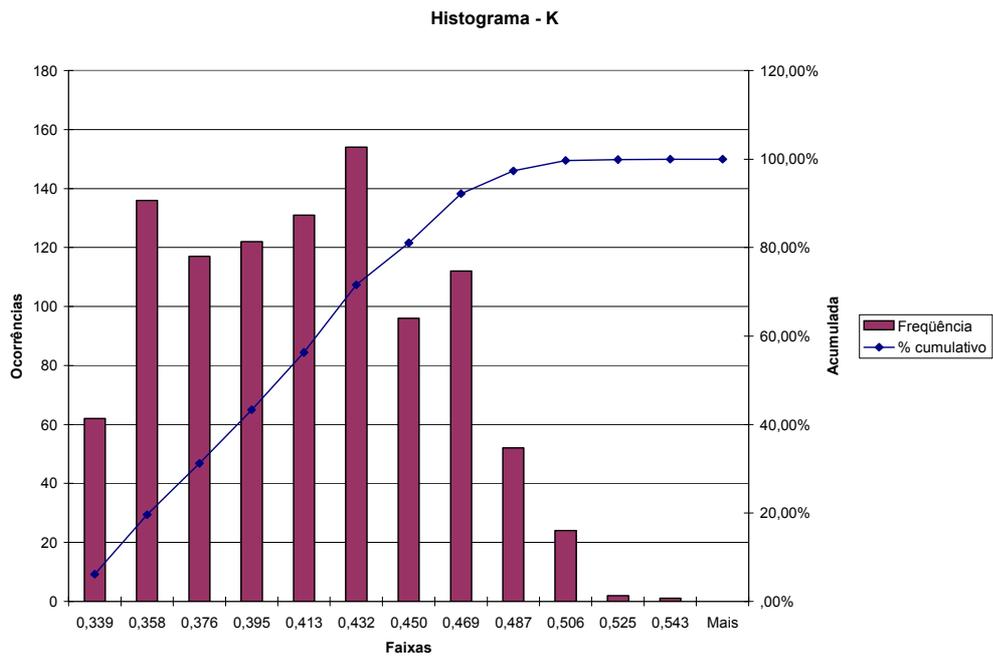


Figura A.4 – Histograma para o desequilíbrio de tensão – TPI (cabo blindado)

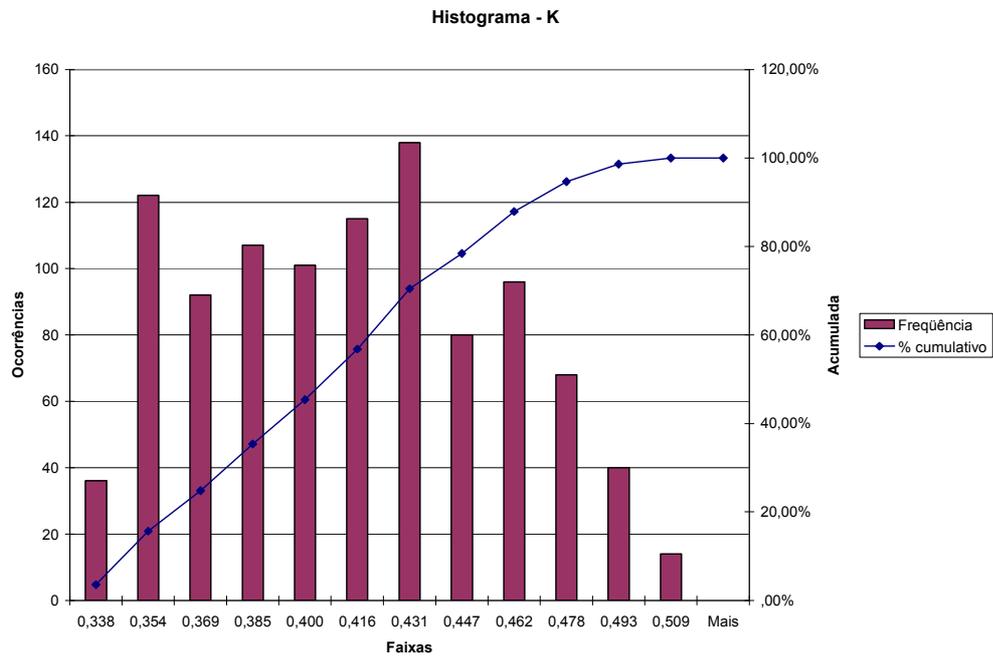


Figura A.5 – Histograma para o desequilíbrio de tensão – TPI (cabo comum)

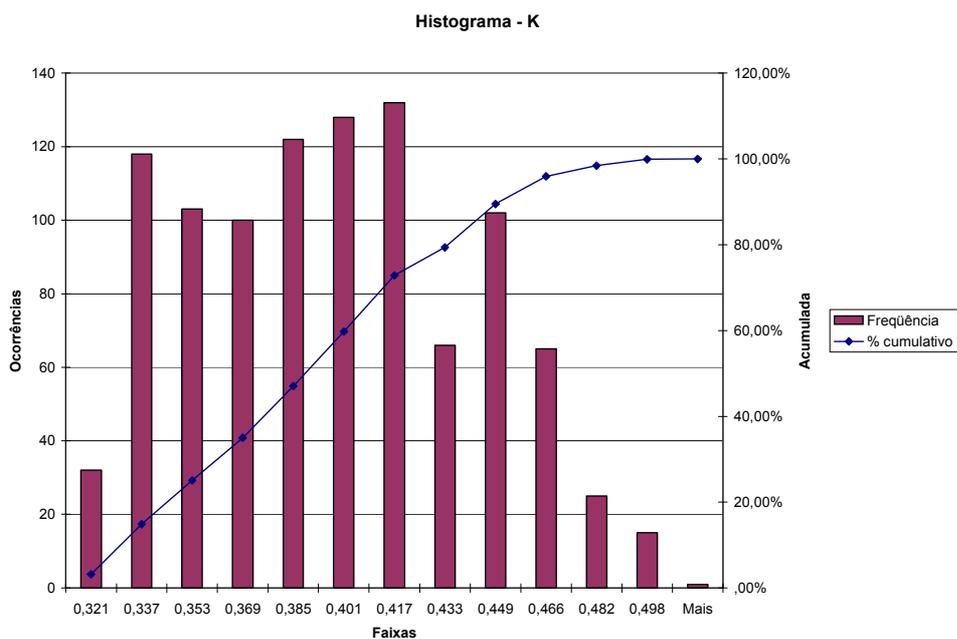


Figura A.6 – Histograma para o desequilíbrio de tensão – TPC

A.2. Flutuação de tensão

A.2.1. Gráficos de tendência

Da Figura A.7 até a Figura A.12, apresenta-se os valores de *Pst* e *Plt* no TPI e no TPC.

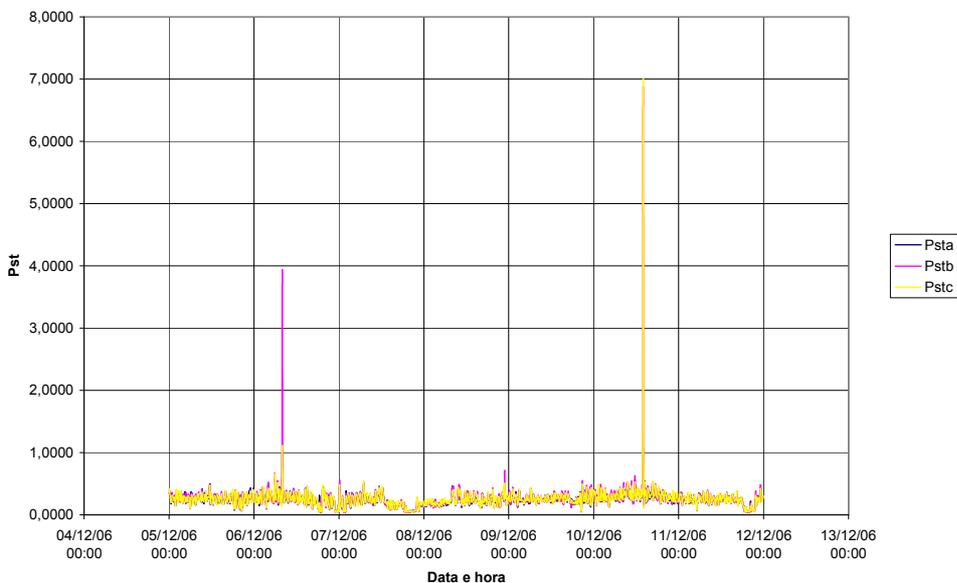


Figura A.7 – *Pst* por fase – TPI (cabo blindado)

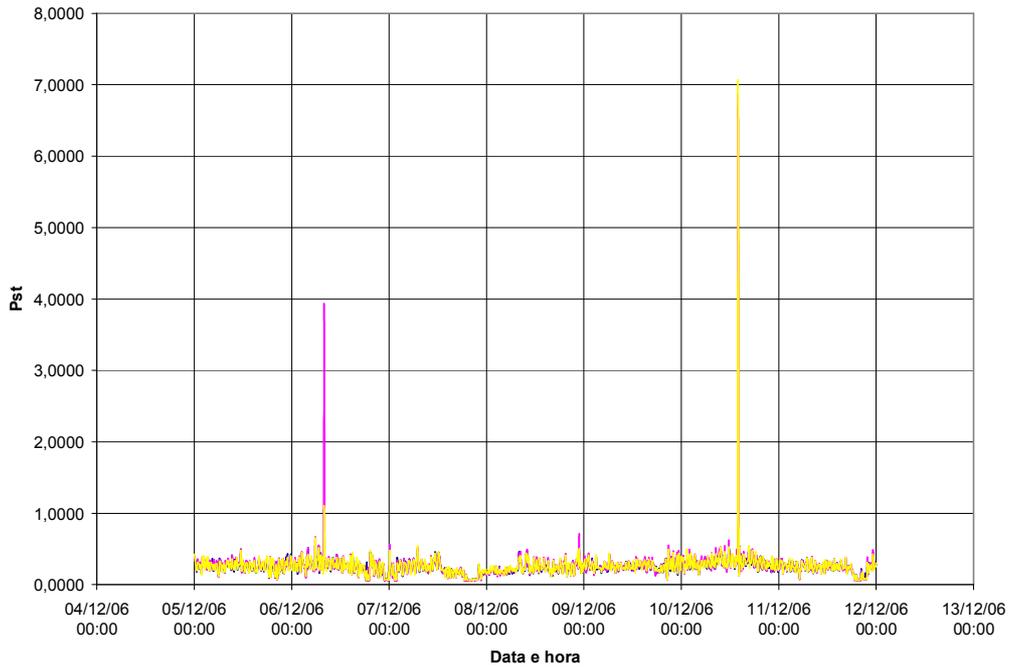


Figura A.8 – P_{st} por fase – TPI (cabo comum)

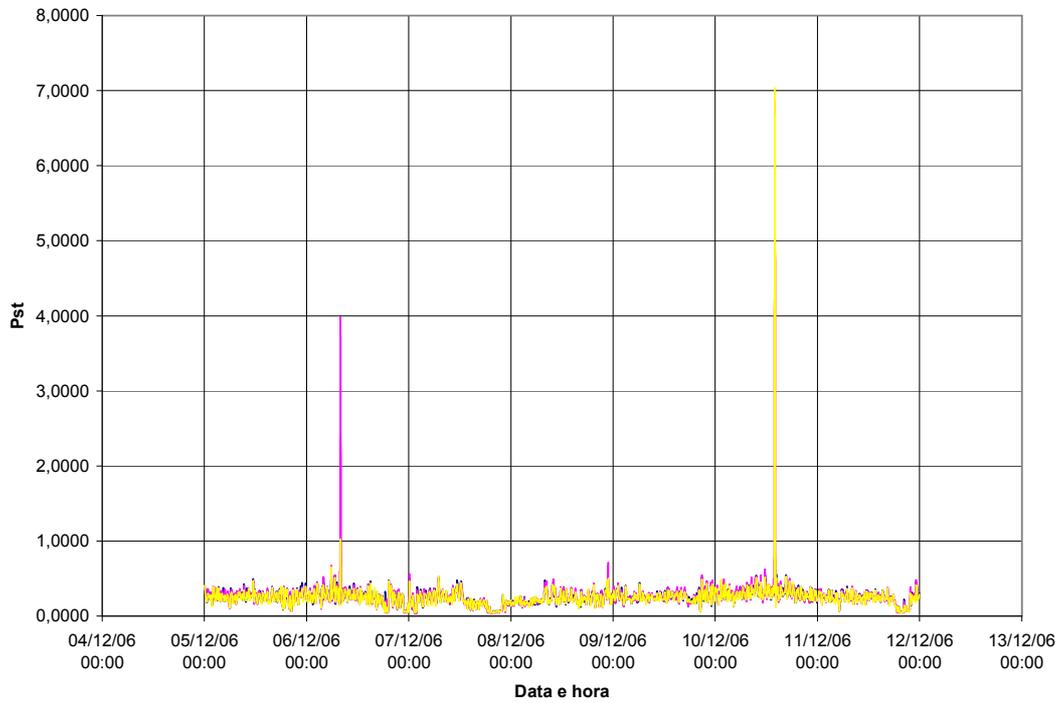


Figura A.9 – P_{st} por fase – TPC

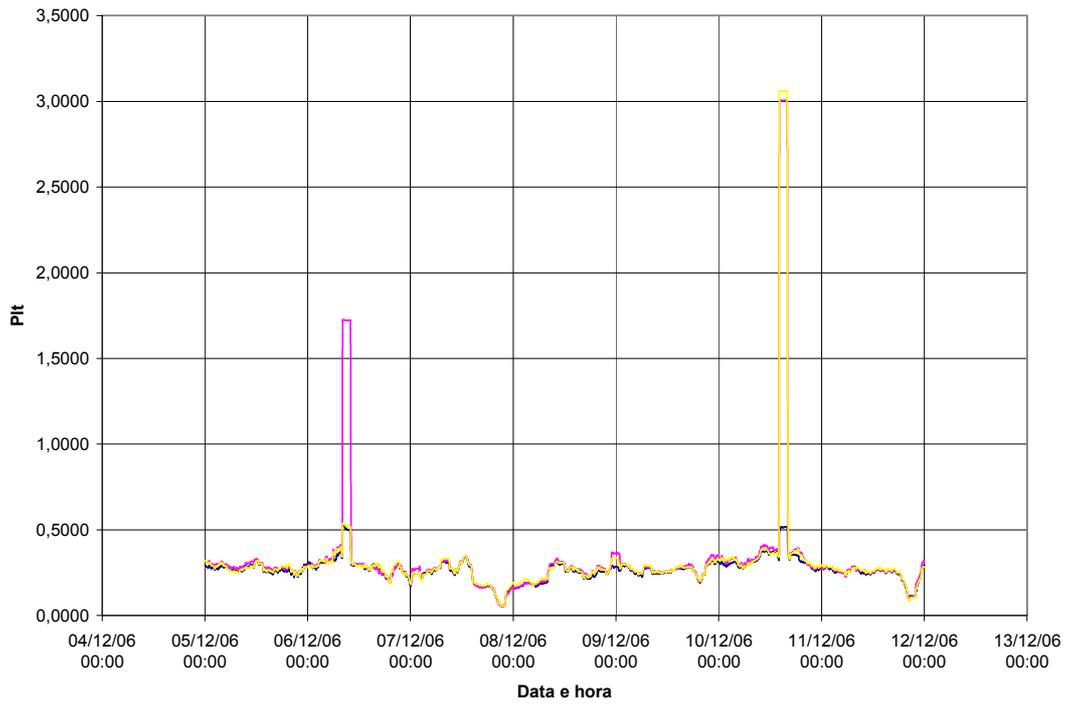


Figura A.10 – Plt por fase – TPI (cabo blindado).

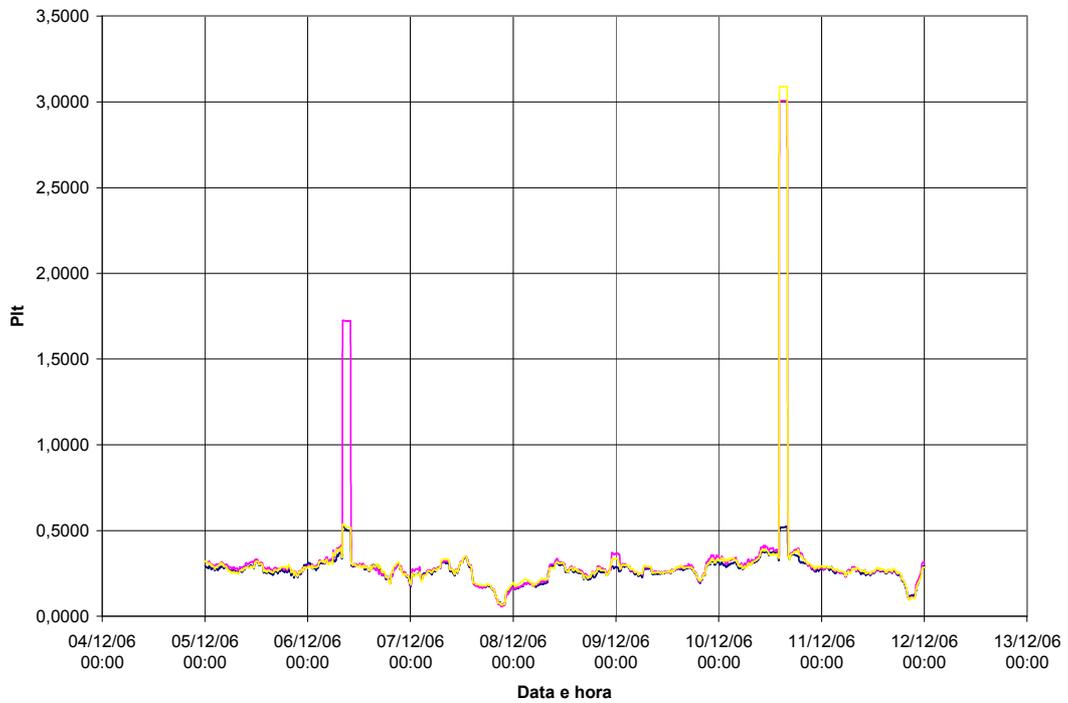


Figura A.11 – Plt por fase – TPI (cabo comum)

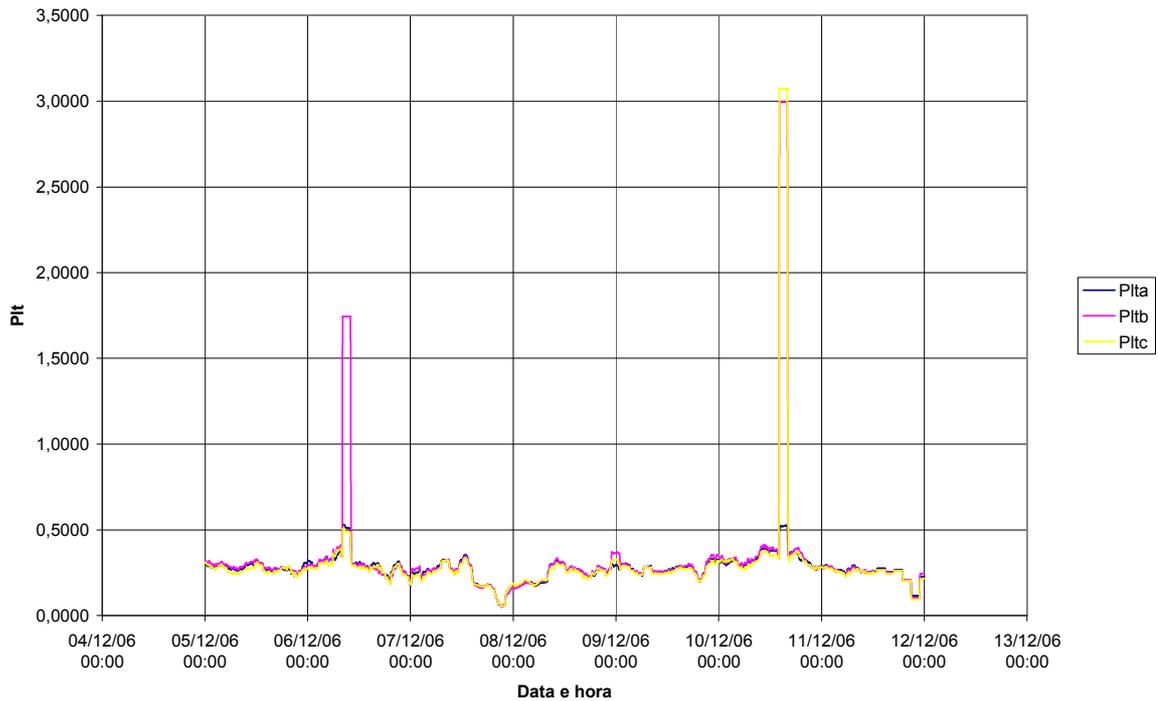


Figura A.12 – Plt por fase – TPC.

As elevações de Pst e Plt registradas em 06/12 e 10/12/2006, para os três transdutores, correspondem à VTCD ocorridas no sistema elétrico, conforme mostrado na tabela abaixo.

Tabela A.1 – VTCD registrado no período de medição

Data	Hora	Amplitude	Duração
06/12/2006	7h55min28s	84%	66 ms
10/12/2006	13h57min18s	57%	366 ms

A.2.2 Histogramas

As faixas dos histogramas de flutuação de tensão representam uma medida relativa à tensão fundamental nominal (e não à tensão fundamental no instante da medição) apresentada em pu. Os valores anotados nos eixos das abscissas correspondem ao limite superior da faixa correspondente.

Da Figura A.13 até a Figura A.30, apresenta-se os histogramas de Pst e Plt no TPI e no TPC.

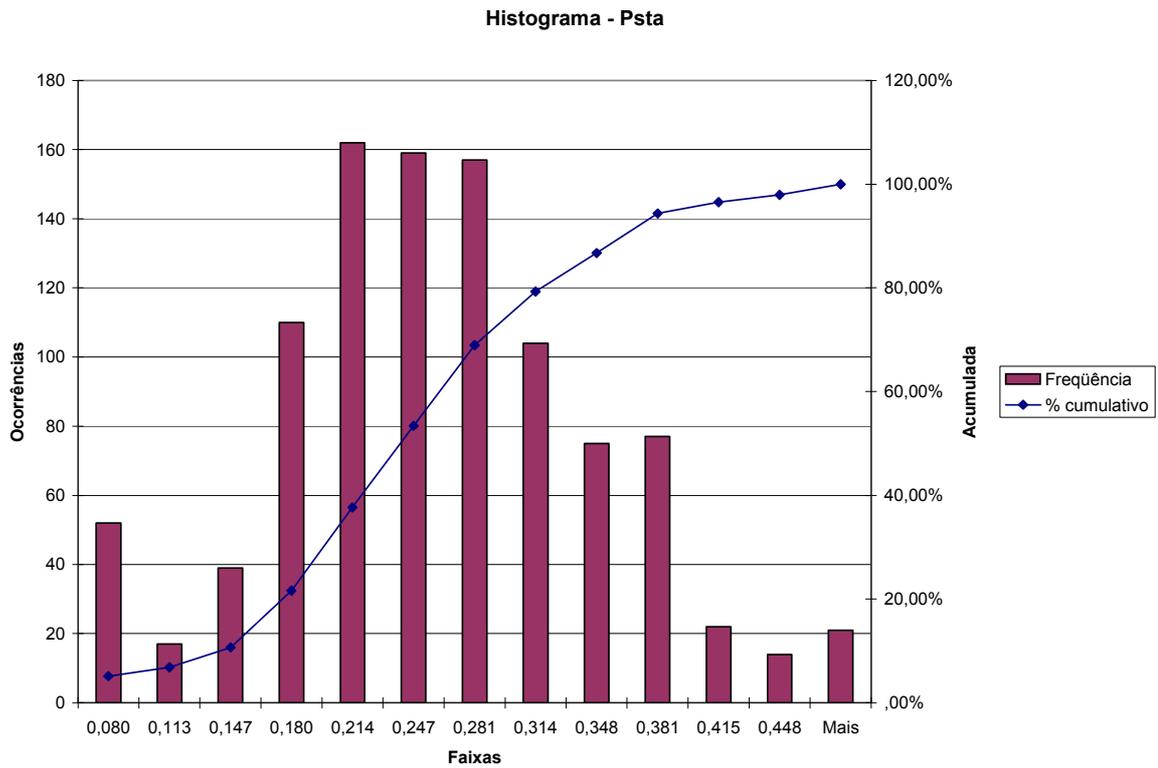


Figura A.13 – Histograma para P_{st} na fase A – TPI (cabo blindado)

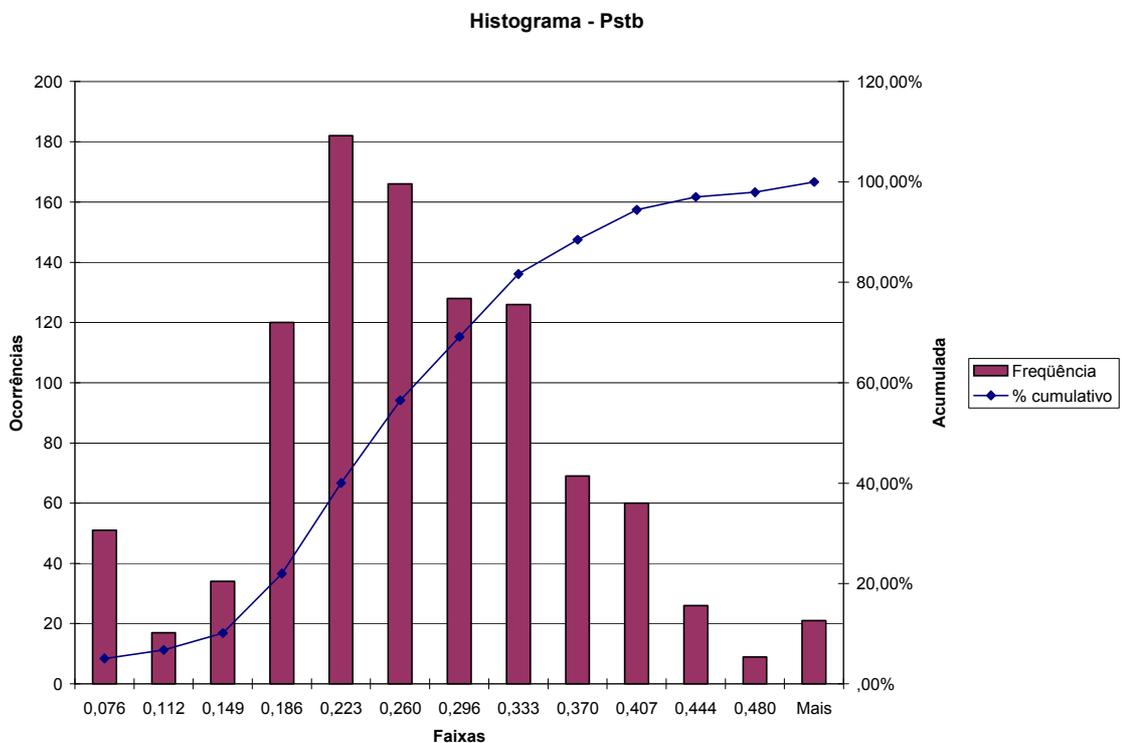


Figura A.14 – Histograma para P_{st} na fase B – TPI (cabo blindado)

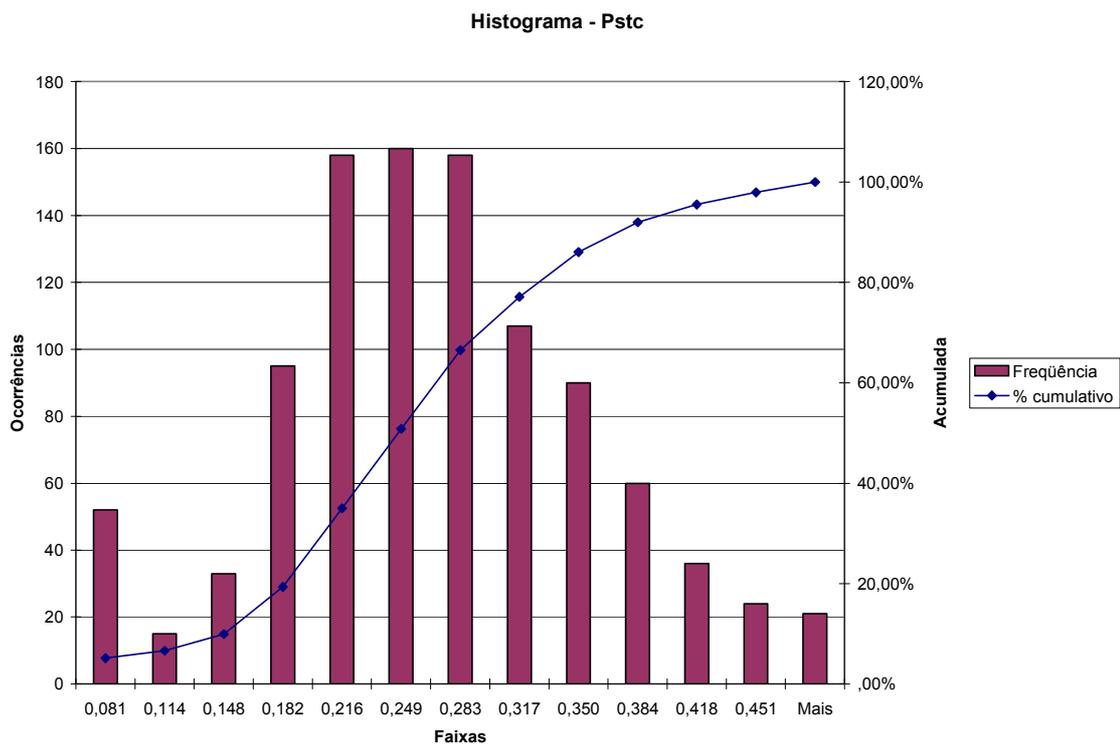


Figura A.15 – Histograma para *Pst* na fase C – TPI (cabo blindado)

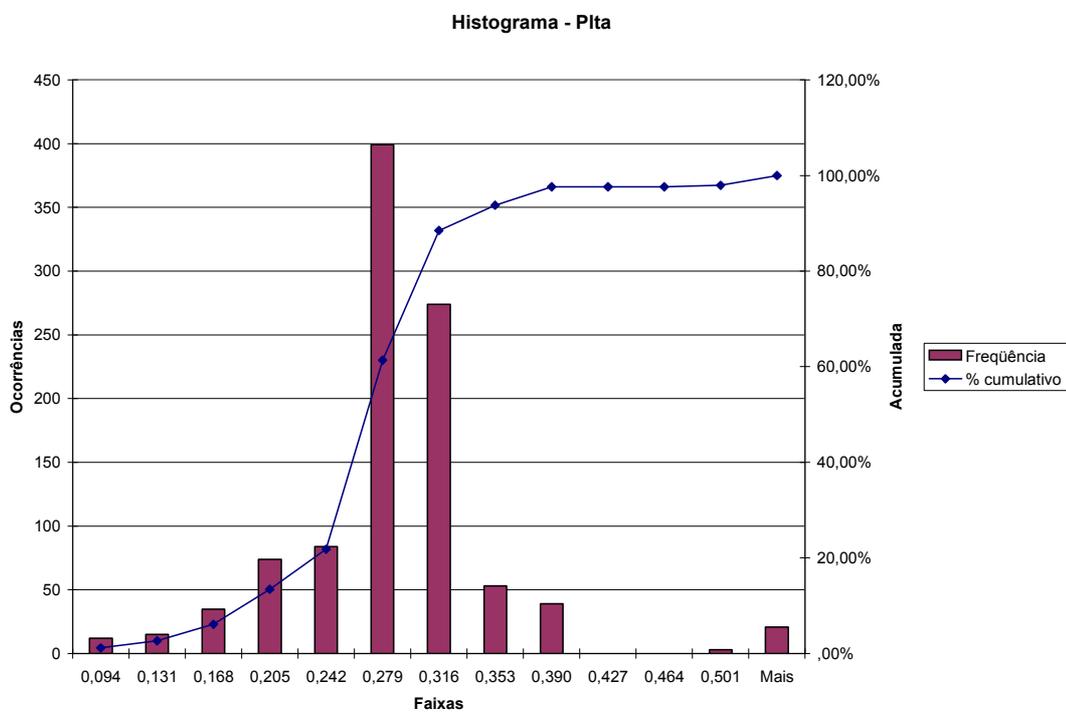


Figura A.16 – Histograma para *Plt* na fase A – TPI (cabo blindado)

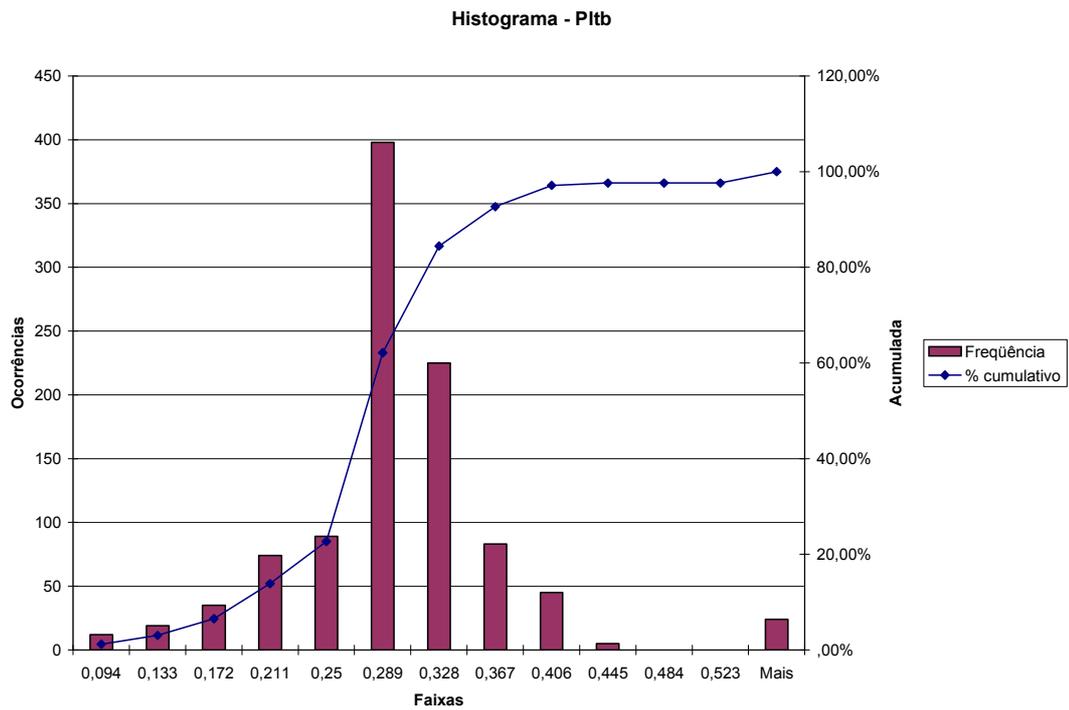


Figura A.17 – Histograma para *Plt* na fase B – TPI (cabo blindado)

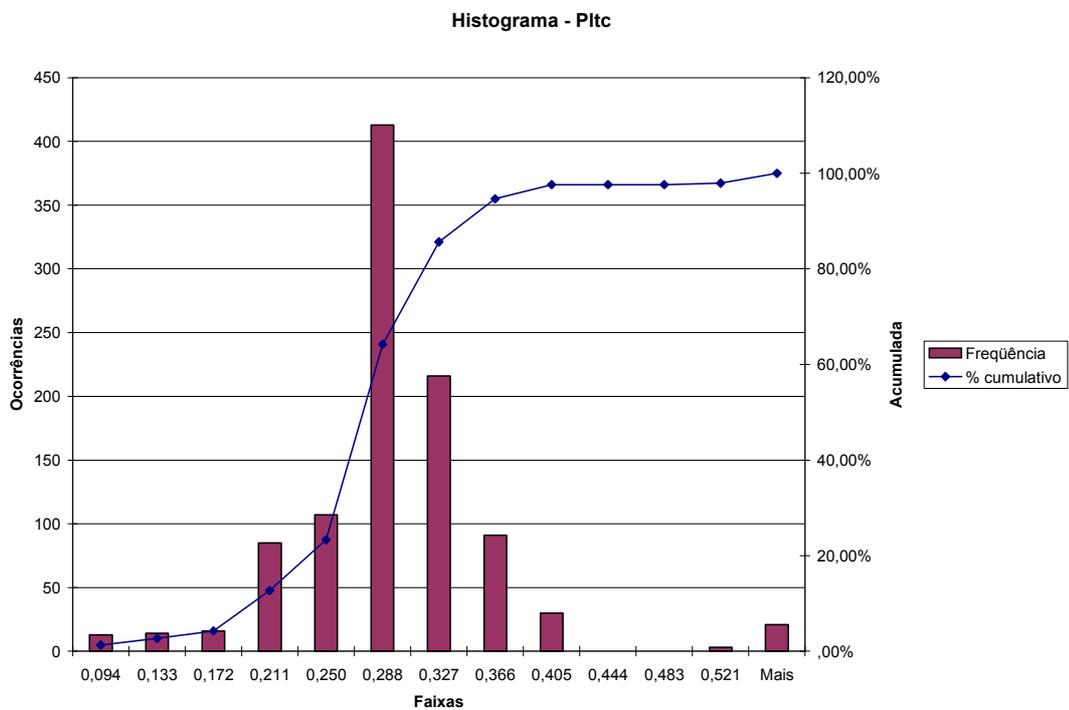


Figura A.18 – Histograma para *Plt* na fase C – TPI (cabo blindado)

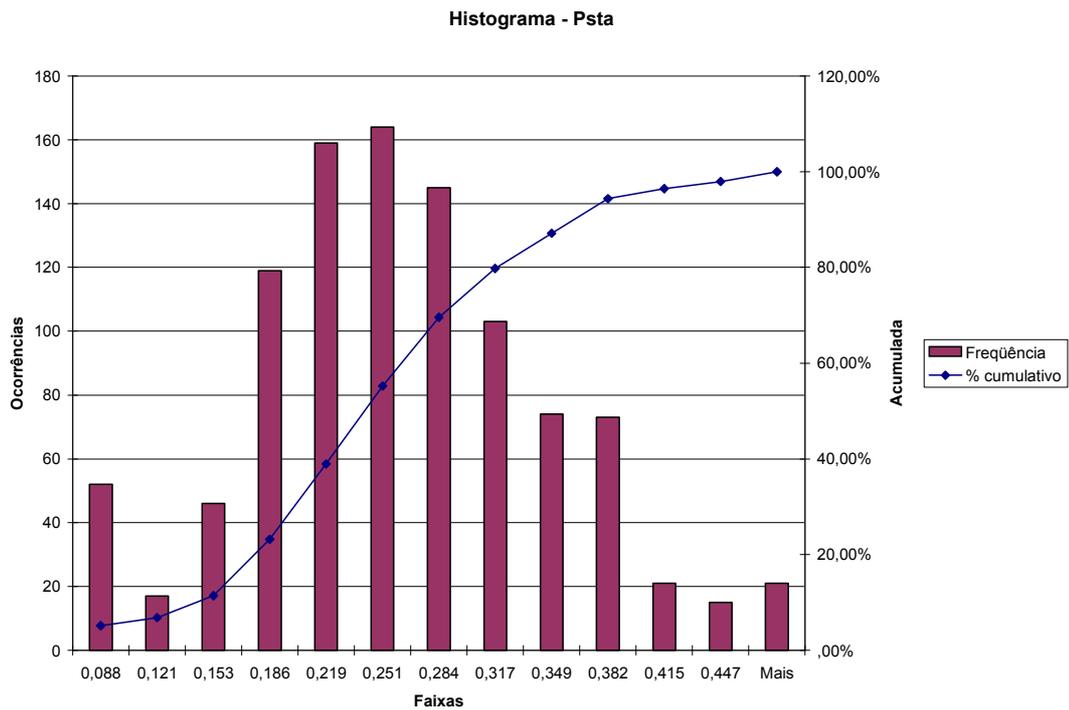


Figura A.19 – Histograma para Pst na fase A – TPI (cabo comum)

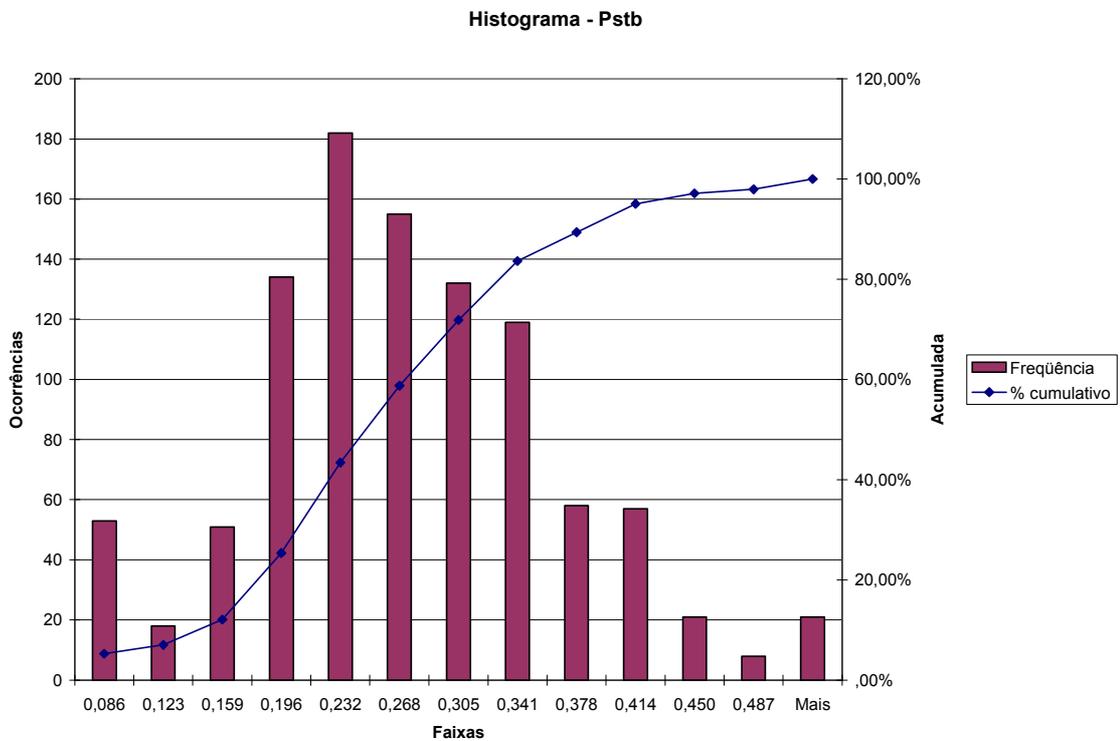


Figura A.20 – Histograma para Pst na fase B – TPI (cabo comum)

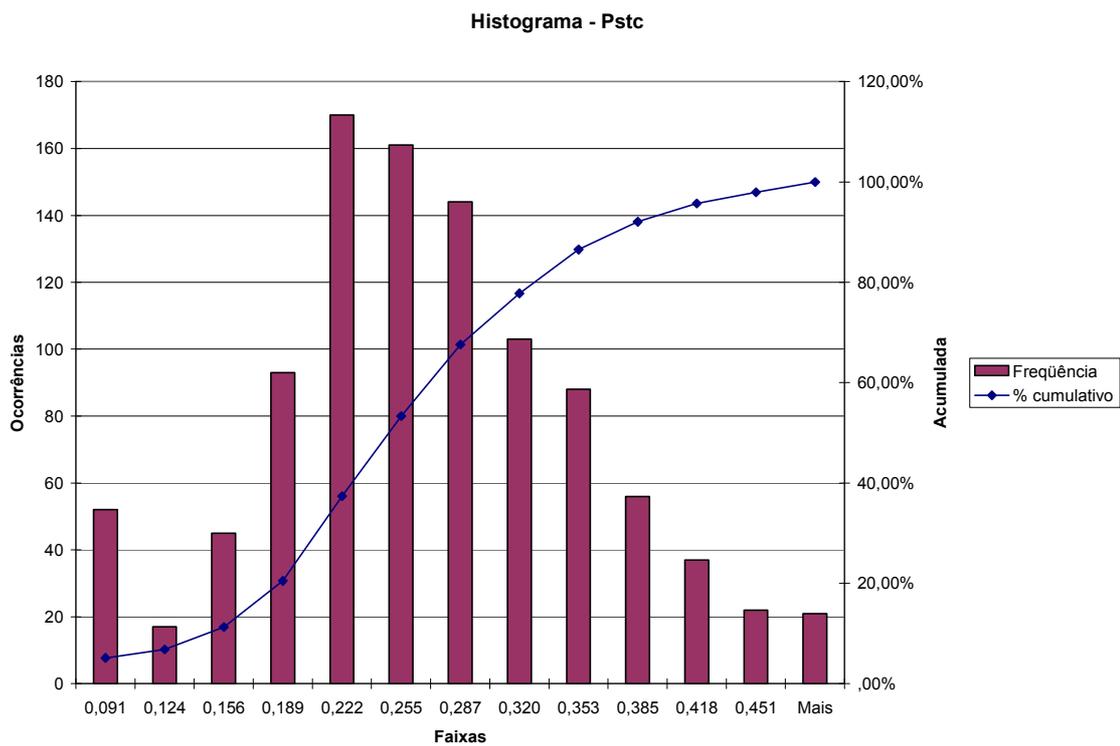


Figura A.21 – Histograma para P_{st} na fase C – TPI (cabo comum)

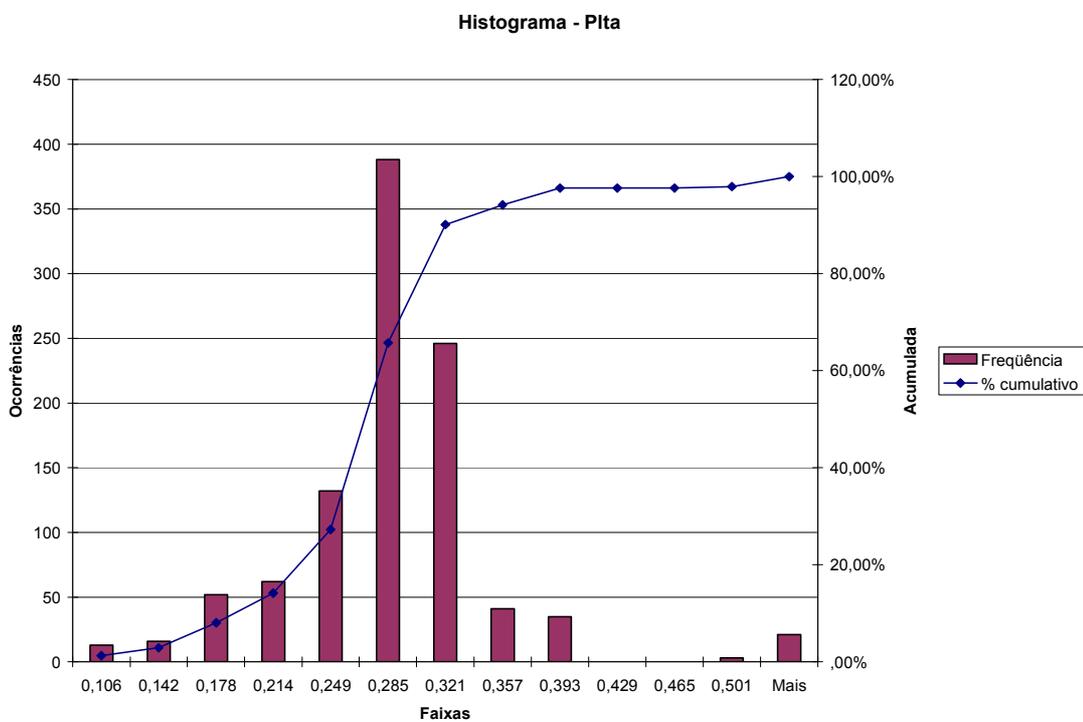


Figura A.22 – Histograma para P_{lt} na fase A – TPI (cabo comum)

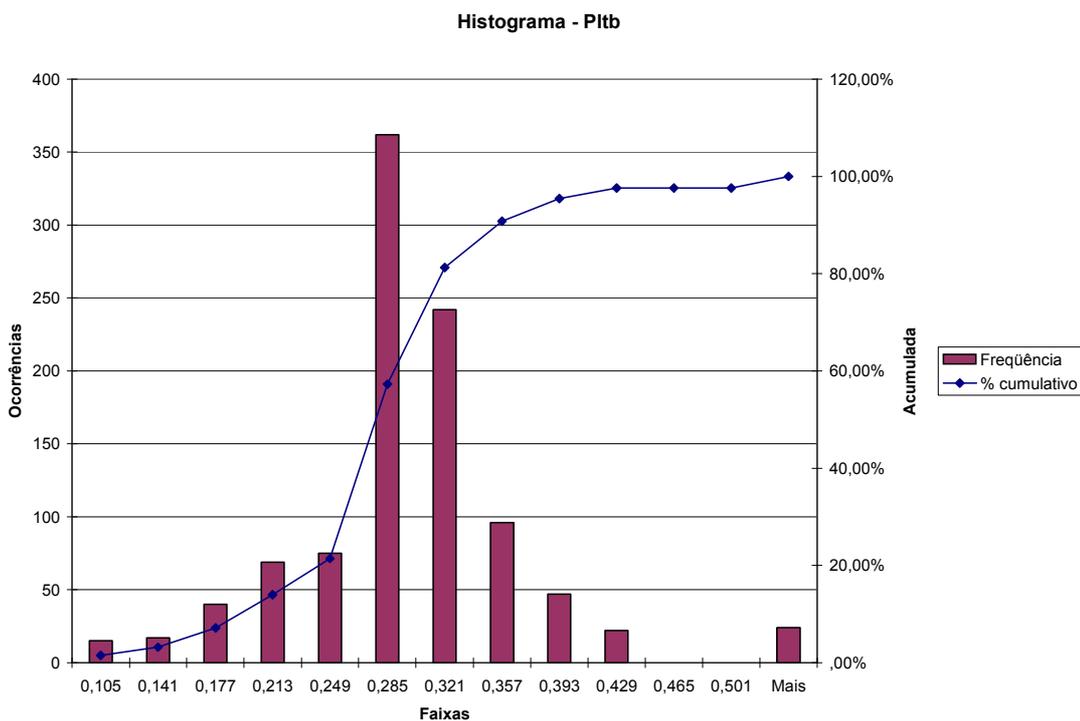


Figura A.23 – Histograma para *Plt* na fase B – TPI (cabo comum)

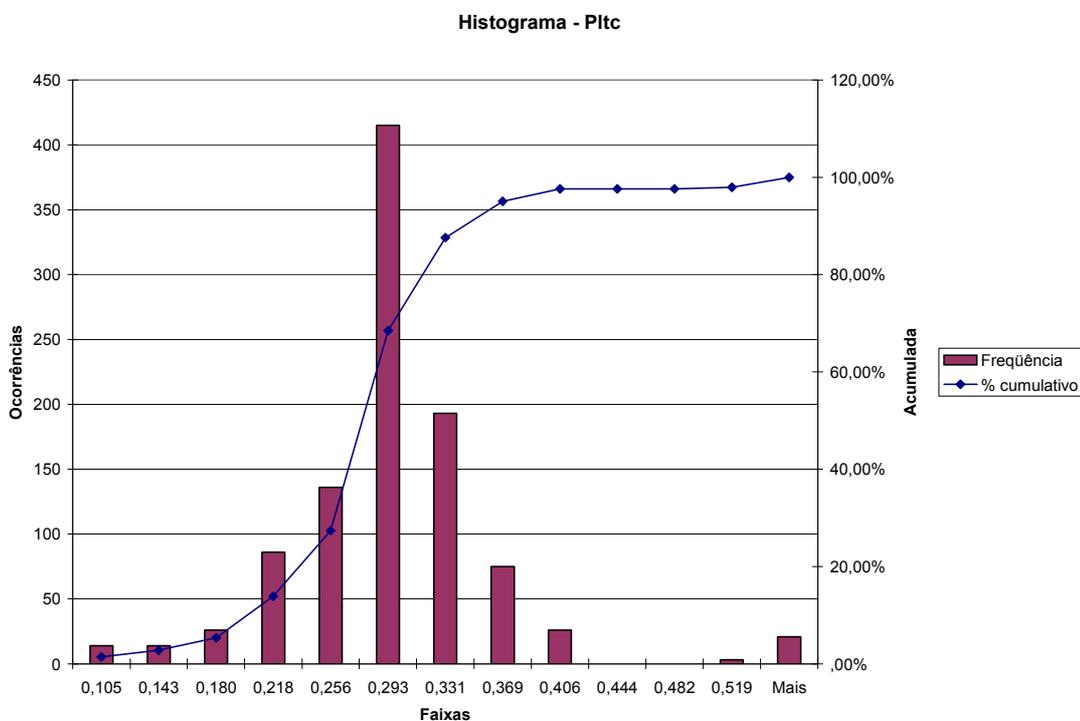


Figura A.24 – Histograma para *Plt* na fase C – TPI (cabo comum)

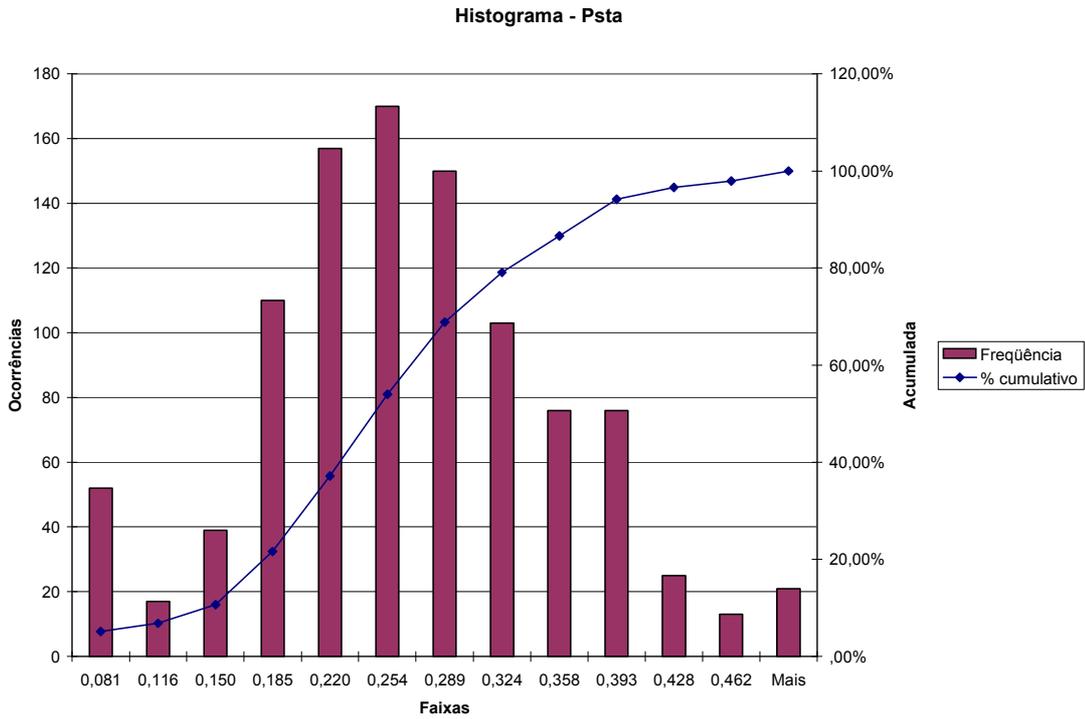


Figura A.25 – Histograma para Pst na fase A – TPC

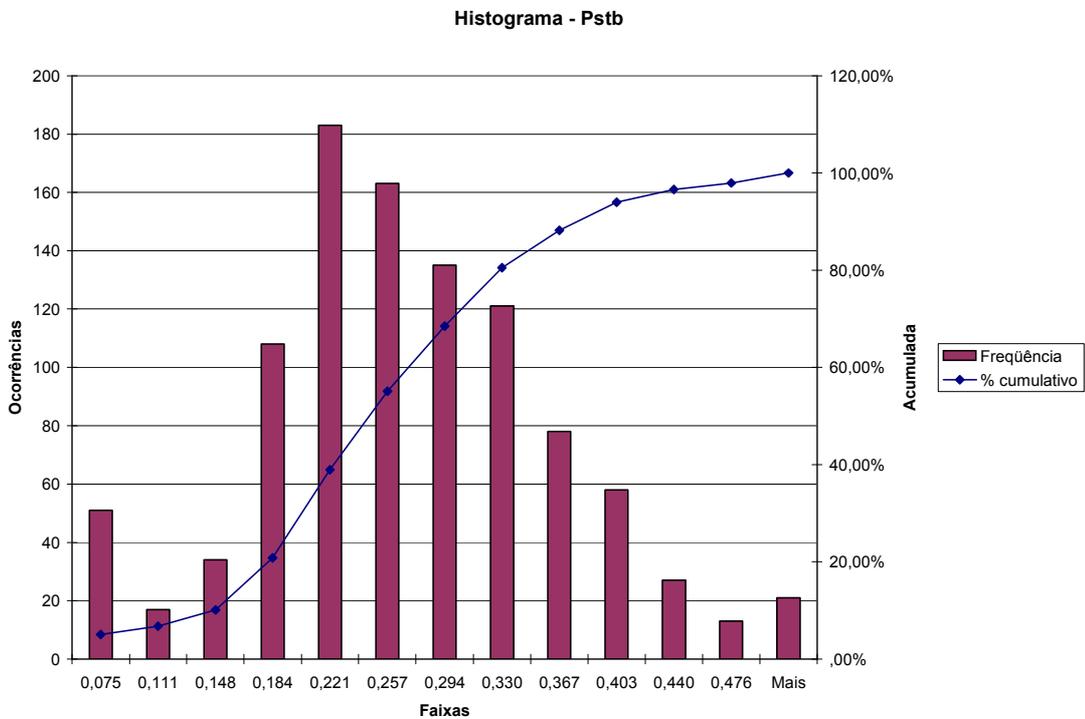


Figura A.26 – Histograma para Pst na fase B – TPC

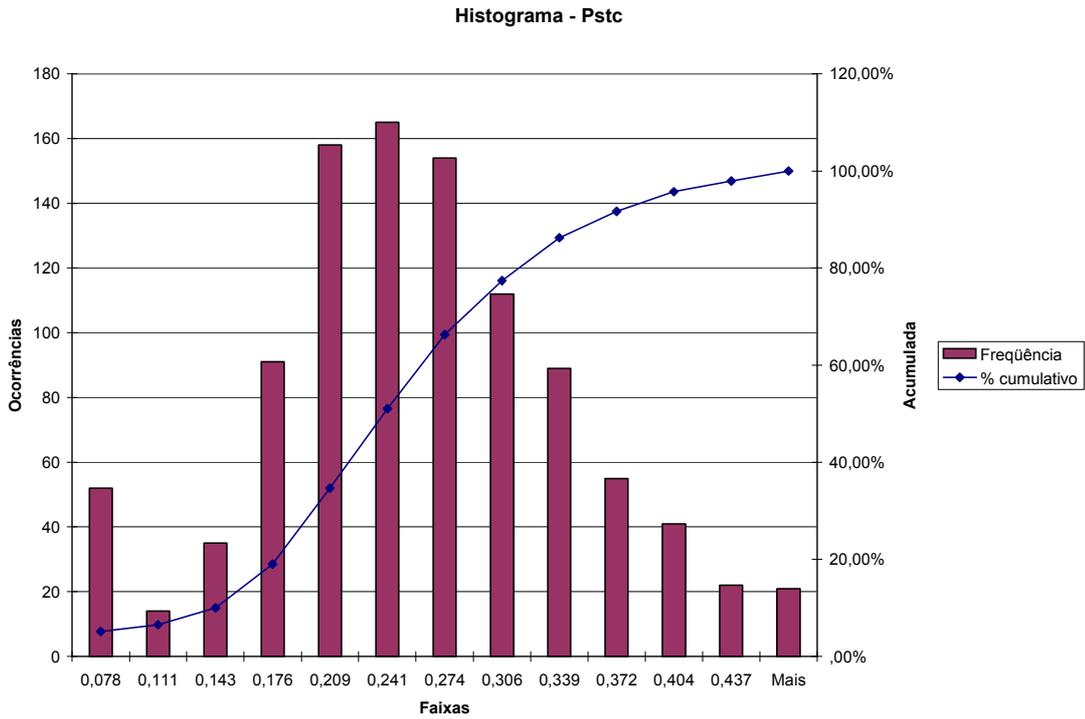


Figura A.27 – Histograma para *Pst* na fase C – TPC

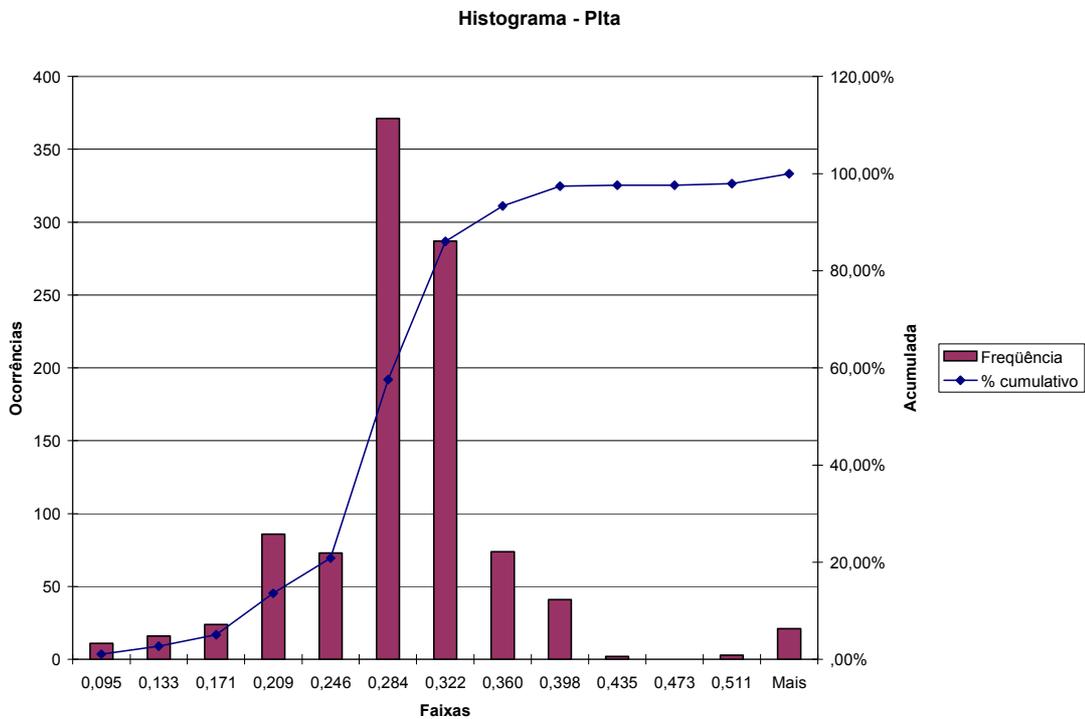


Figura A.28 – Histograma para *Plt* na fase A – TPC

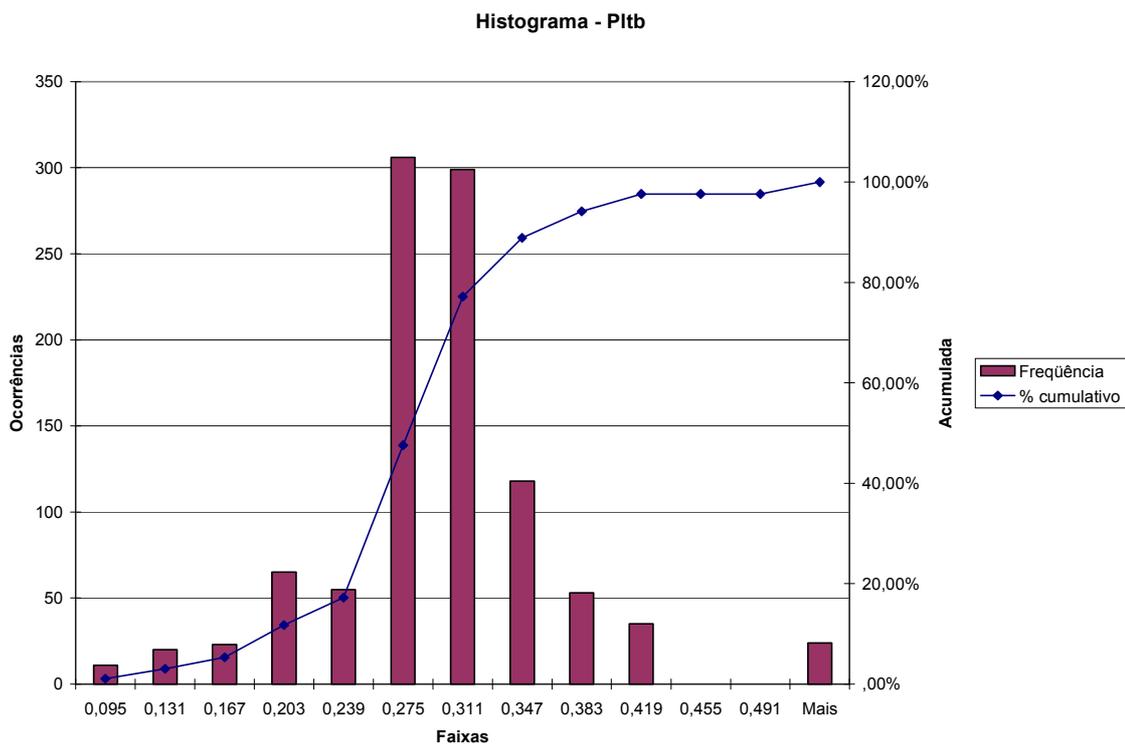


Figura A.29 – Histograma para *Plt* na fase B – TPC

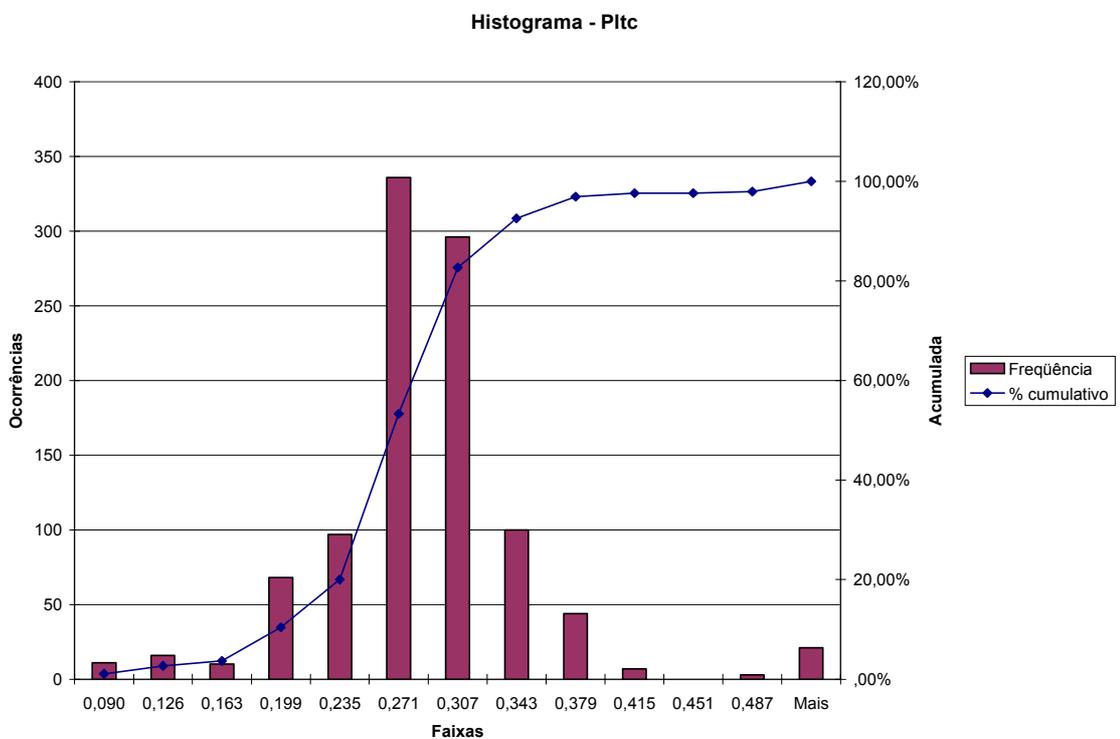


Figura A.30 – Histograma para *Plt* na fase C – TPC

A.3. Harmônicas

A.3.1. Gráficos de tendência

Da Figura A.31 e a Figura A.32, apresenta-se a distorção harmônica total de tensão por fase do TPI.

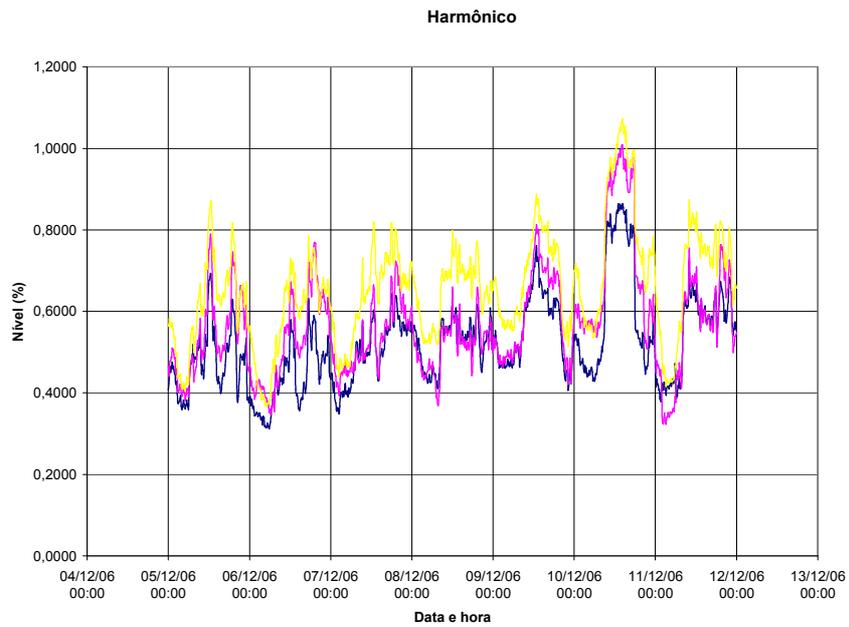


Figura A.31 – Distorção harmônica total de tensão por fase – TPI (cabo blindado)

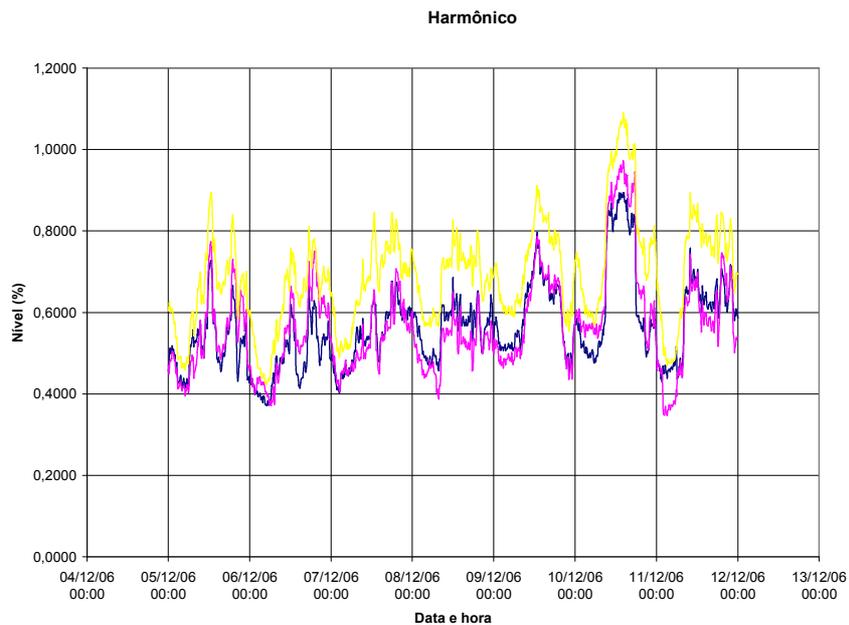


Figura A.32 – Distorção harmônica total de tensão por fase – TPI (cabo comum)

A Figura A.33 apresenta a distorção harmônica total de tensão por fase do TPC.

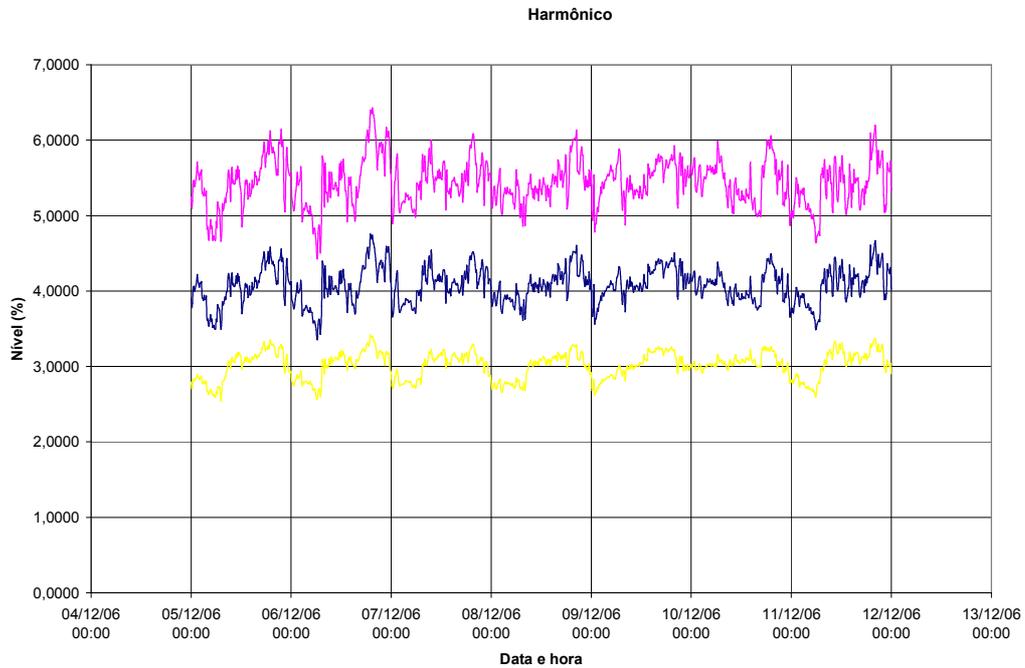


Figura A.33 – Distorção harmônica total de tensão por fase – TPC

Da Figura A.34 até a Figura A.37, apresenta-se a distorção para o 5º harmônico de tensão por fase do TPI e do TPC.

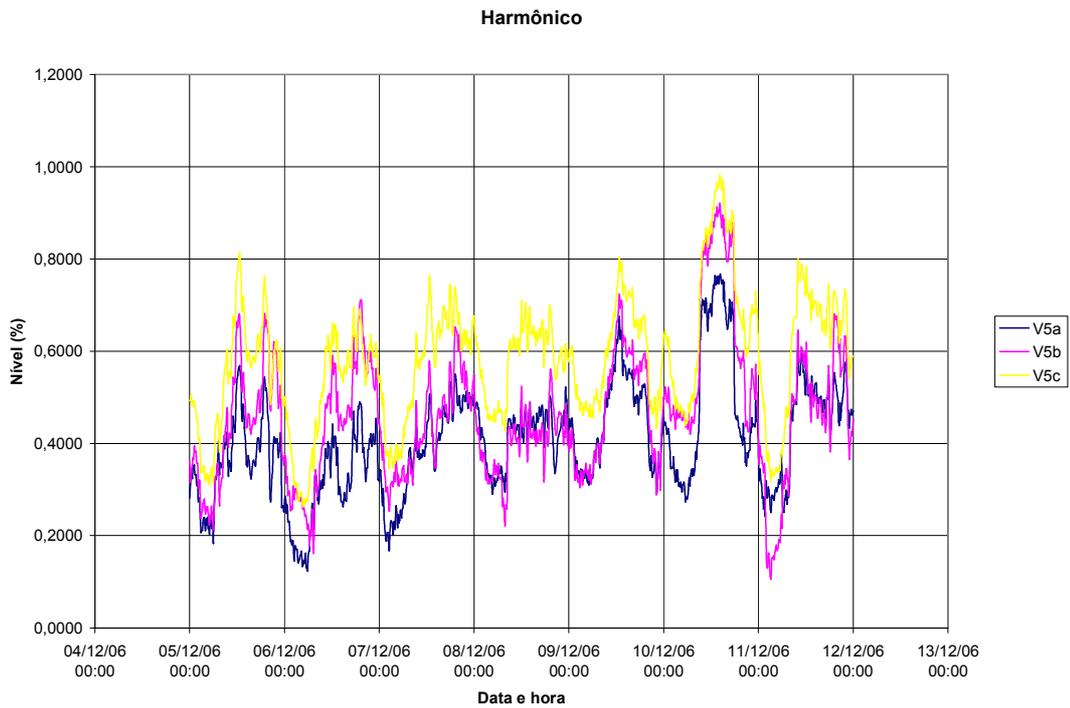


Figura A.34 – Distorção para o 5º harmônico de tensão por fase – TPI (cabo blindado)

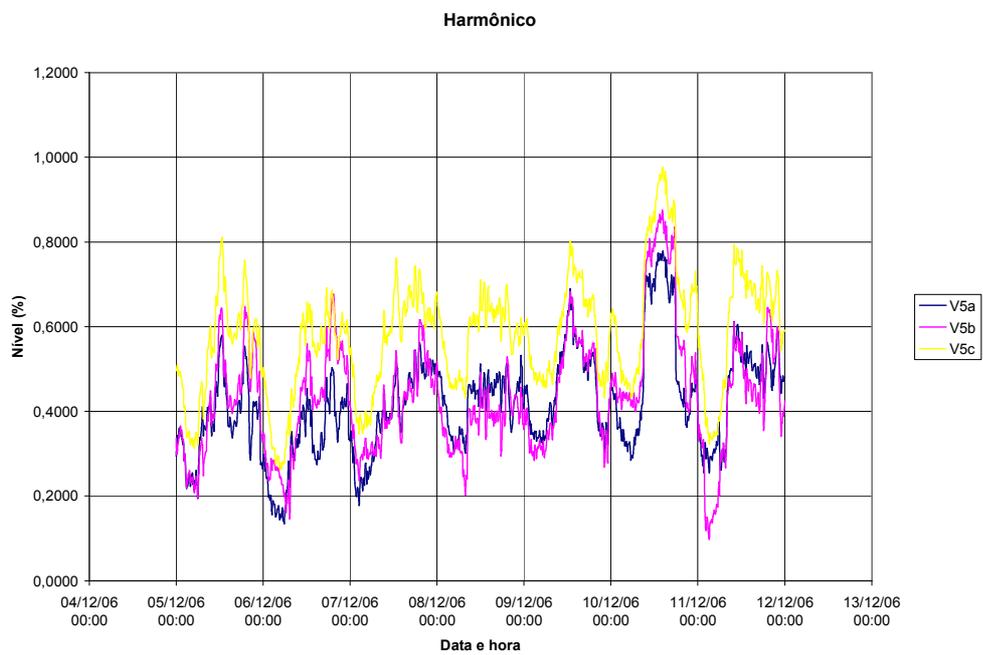


Figura A.35 – Distorção para o 5º harmônico de tensão por fase – TPI (cabo comum)

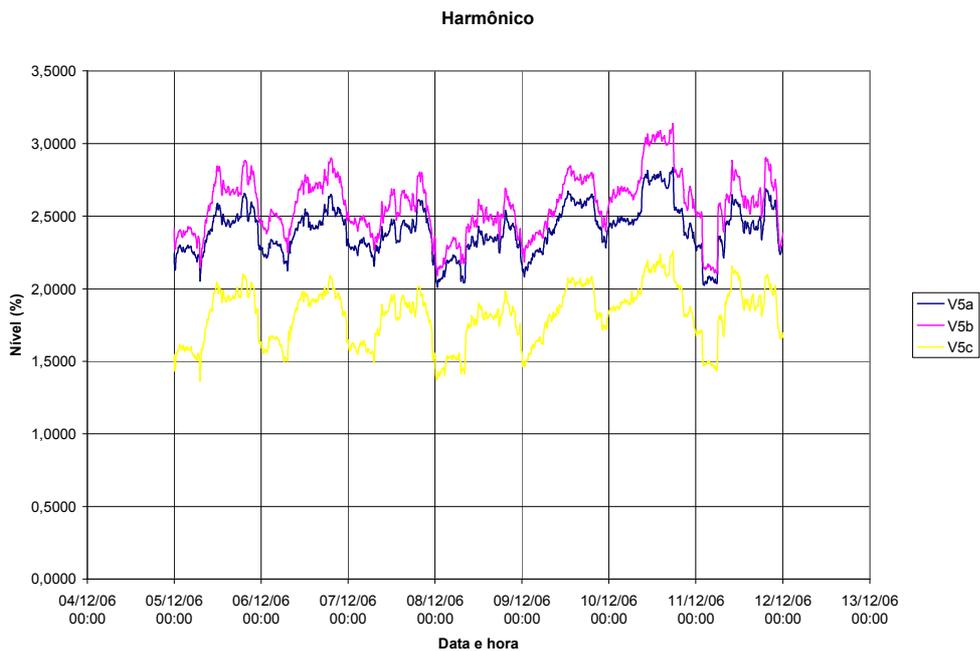


Figura A.36 – Distorção para o 5º harmônico de tensão por fase – TPC.

A Figura A.37 apresenta a distorção para o 3º harmônico de tensão por fase do TPC.

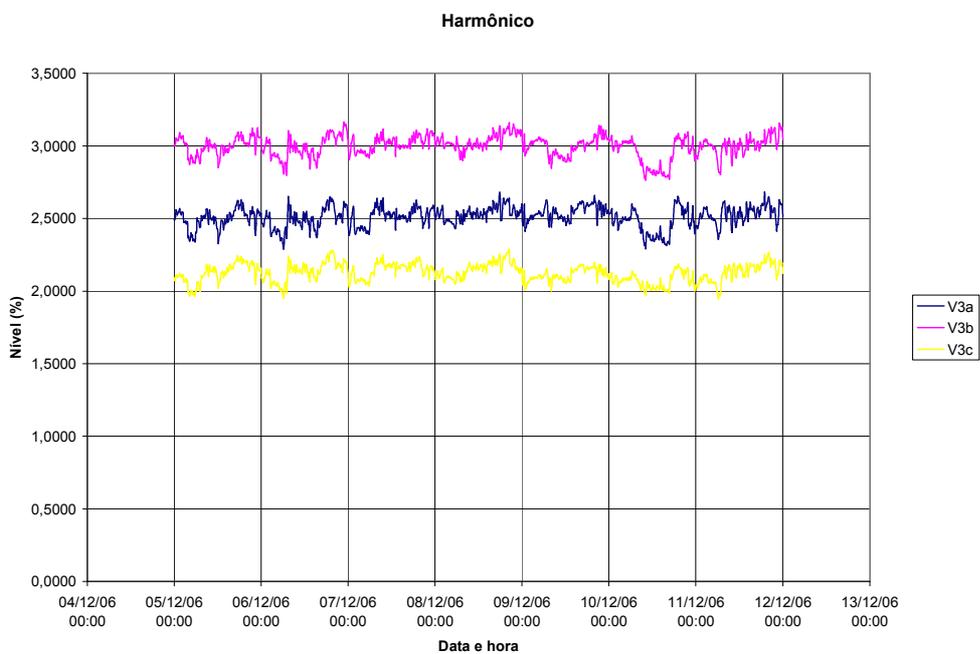


Figura A.37 – Distorção para o 3º harmônico de tensão por fase – TPC.

A Figura A.38 apresenta a distorção para o 7º harmônico de tensão por fase do TPC.

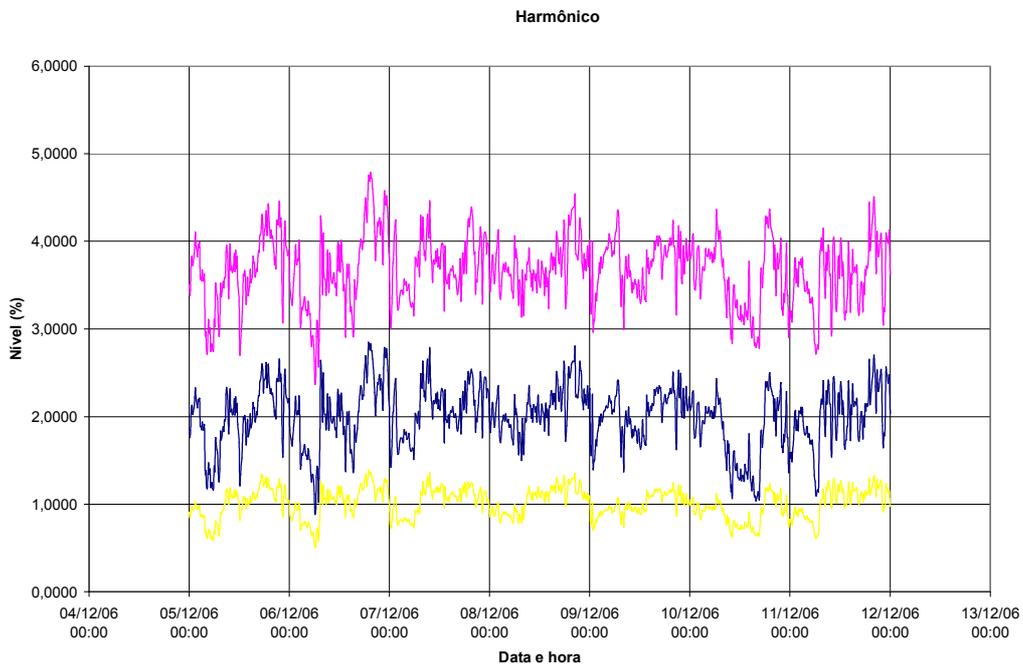


Figura A.38 – Distorção para o 7º harmônico de tensão por fase – TPC

A Figura A.39 apresenta a distorção para o 9º harmônico de tensão por fase do TPC.

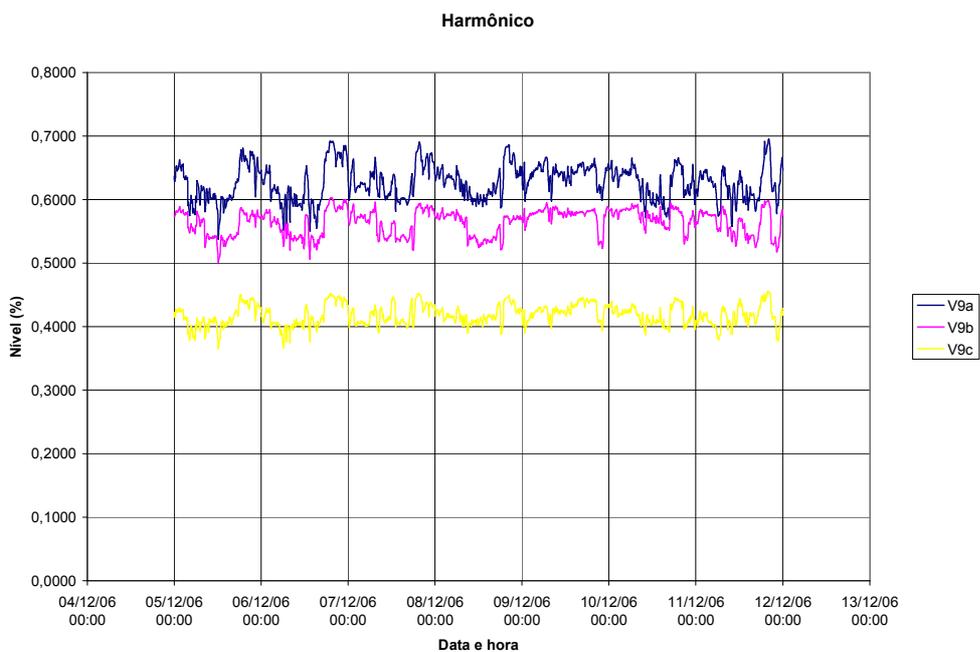


Figura A.39 – Distorção para o 9º harmônico de tensão por fase – TPC

A.3.2. Histogramas

As faixas dos histogramas de harmônicos de tensão apresentam uma medida relativa à tensão fundamental nominal (e não à tensão fundamental no instante da medição) apresentada na forma percentual. Os valores anotados nos eixos das abscissas correspondem ao limite superior da faixa correspondente.

Da Figura A.40 até a Figura A.42, apresenta-se a distorção harmônica total de tensão nas três fases do TPI, utilizando-se cabo blindado na ligação dos instrumentos.

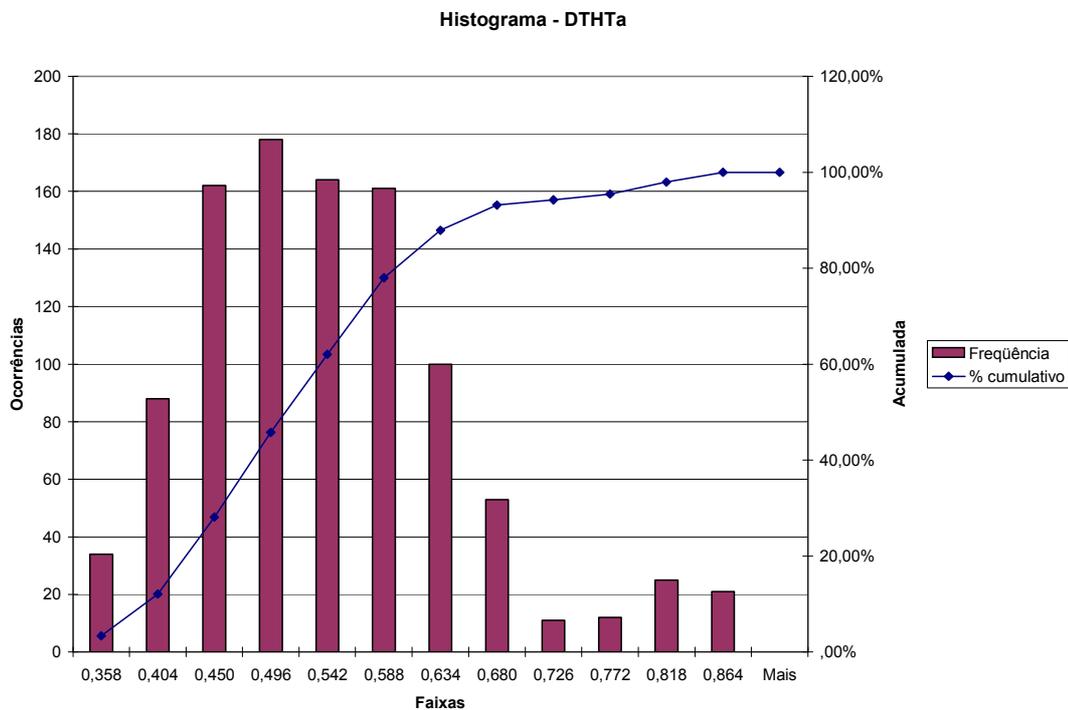


Figura A.40 – Distorção harmônica total de tensão na fase A – TPI (cabo blindado)

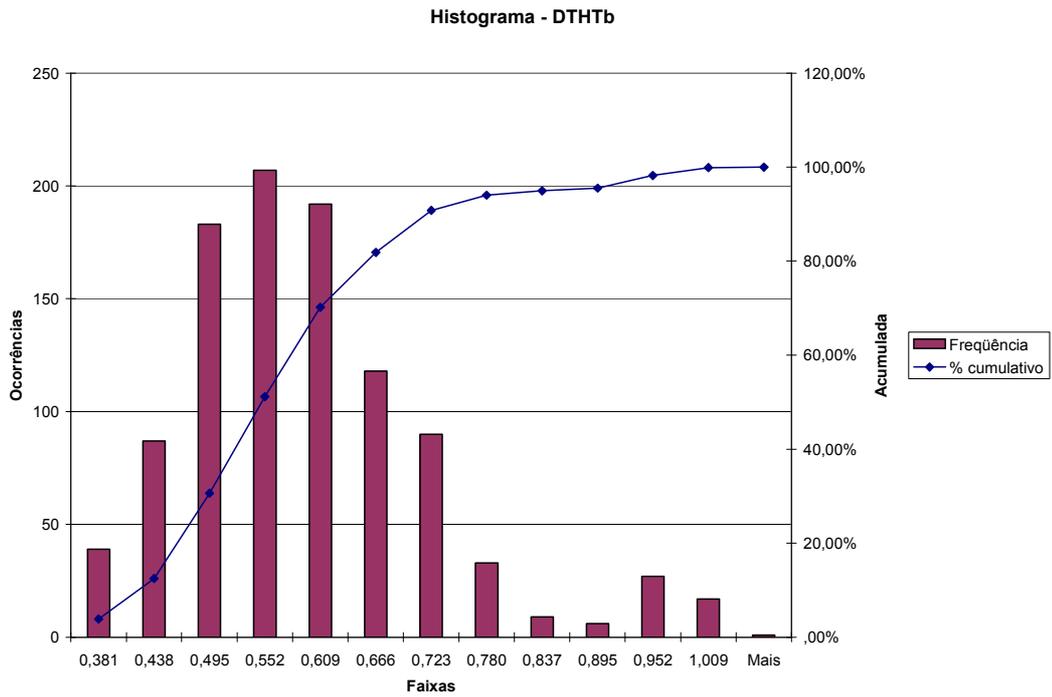


Figura A.41 – Distorção harmônica total de tensão na fase B – TPI (cabo blindado)

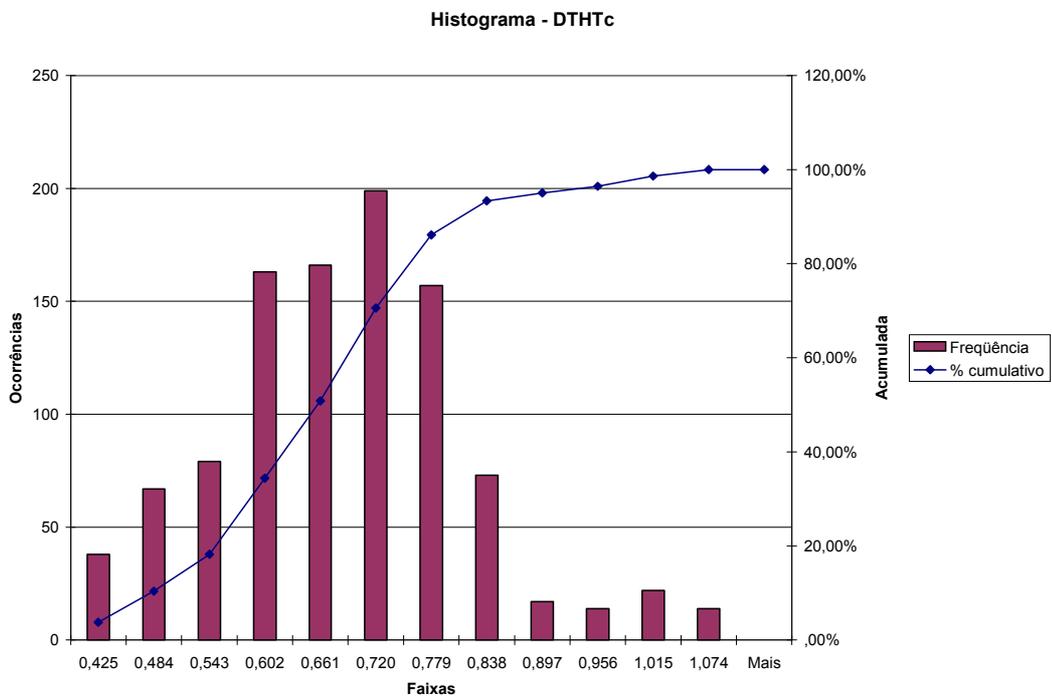


Figura A.42 – Distorção harmônica total de tensão na fase C – TPI (cabo blindado)

Da Figura A.43 até a Figura A.45, apresenta-se a distorção harmônica total de tensão nas três fases do TPI, utilizando-se cabo comum na ligação dos instrumentos.

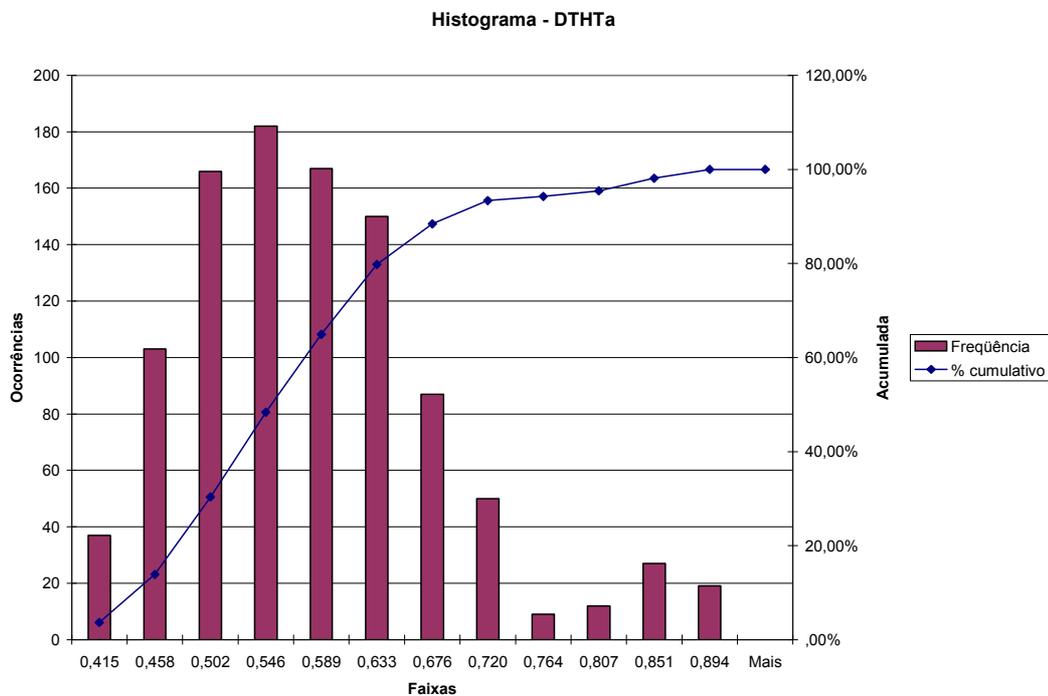


Figura A.43 – Distorção harmônica total de tensão na fase A – TPI (cabo comum)

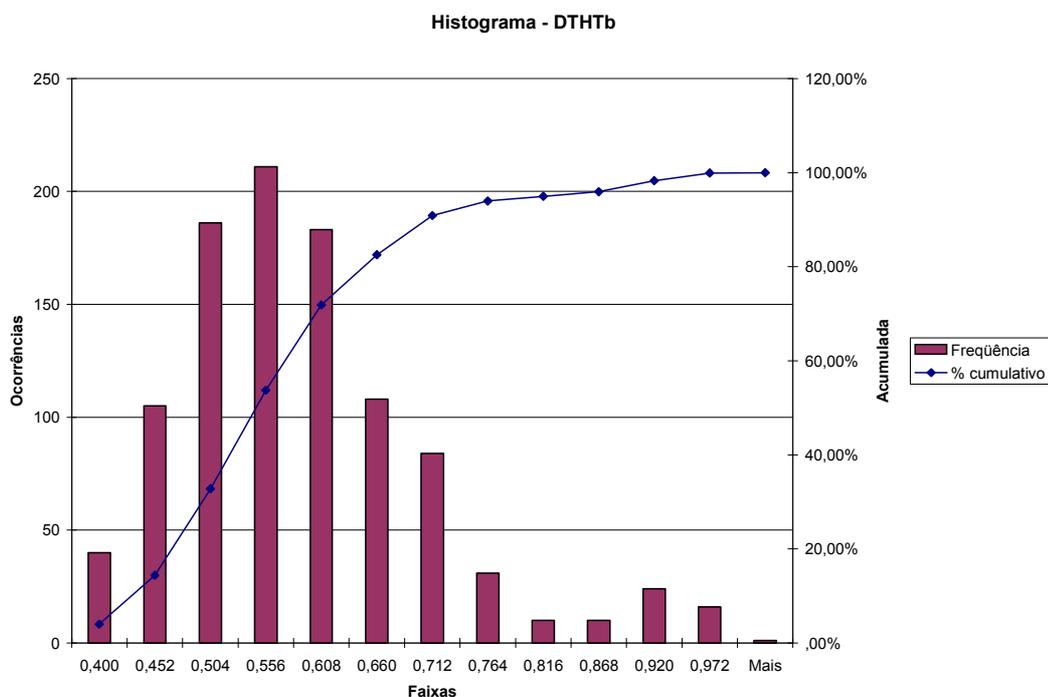


Figura A.44 – Distorção harmônica total de tensão na fase B – TPI (cabo comum)

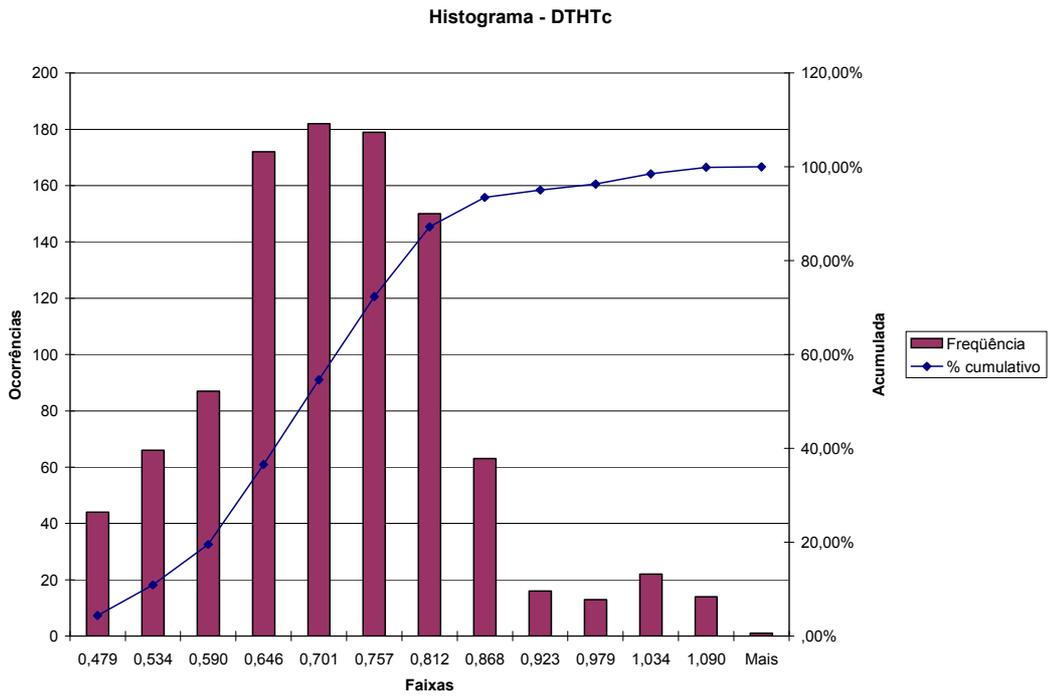


Figura A.45 – Distorção harmônica total de tensão na fase C – TPI (cabo comum)

Da Figura A.46 até a Figura A.48, apresenta-se a distorção harmônica total de tensão nas três fases do TPC.

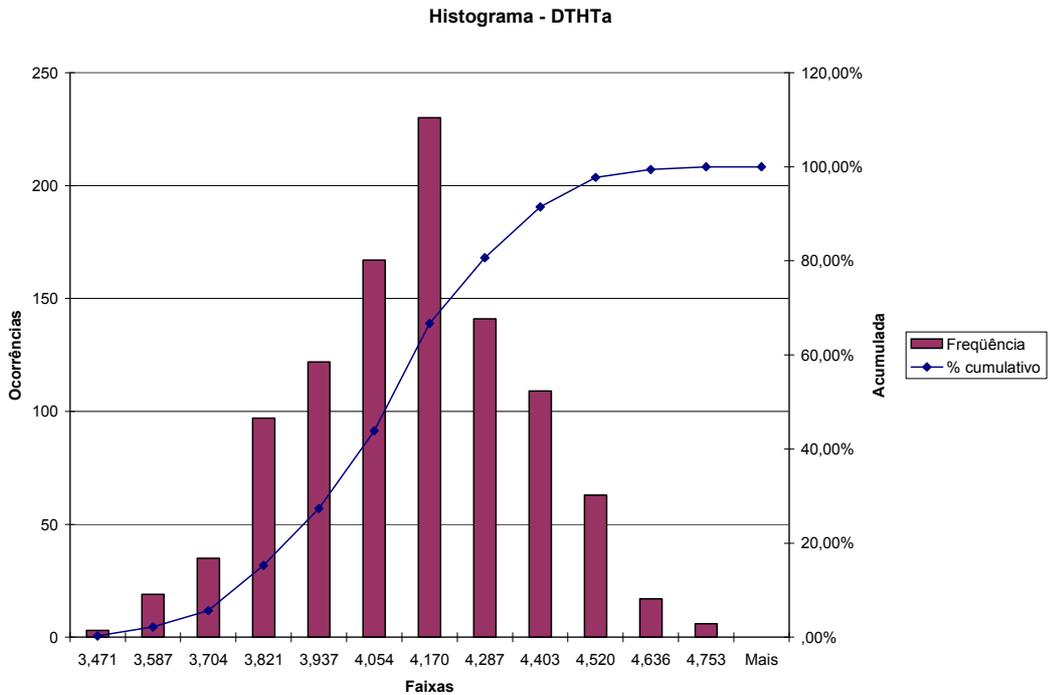


Figura A.46 – Distorção harmônica total de tensão na fase A – TPC

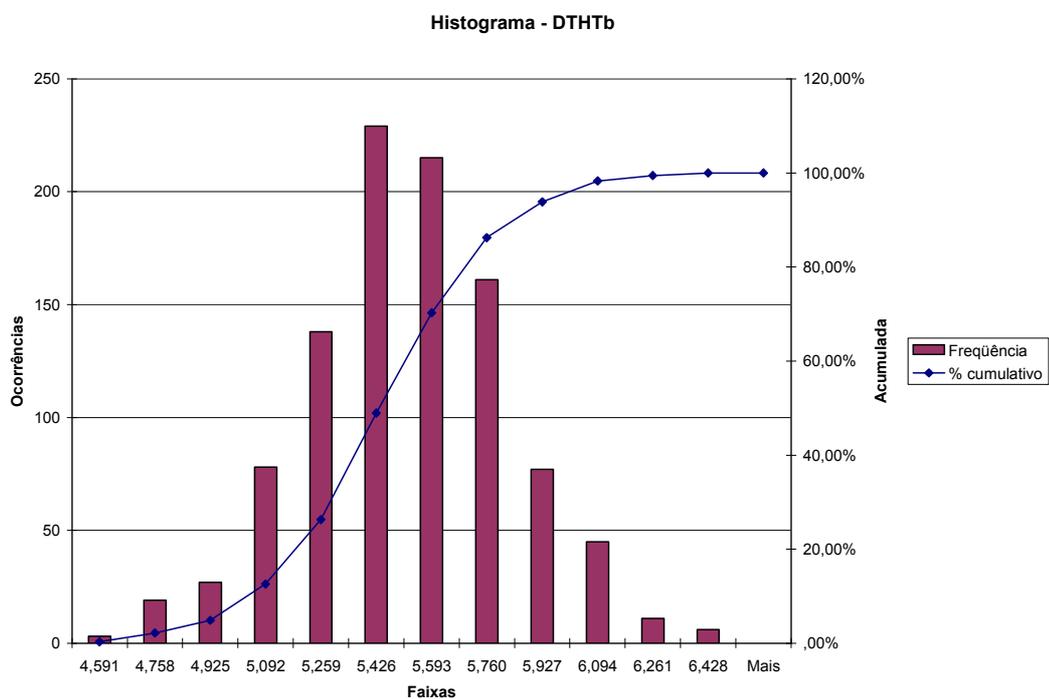


Figura A.47 – Distorção harmônica total de tensão na fase B – TPC

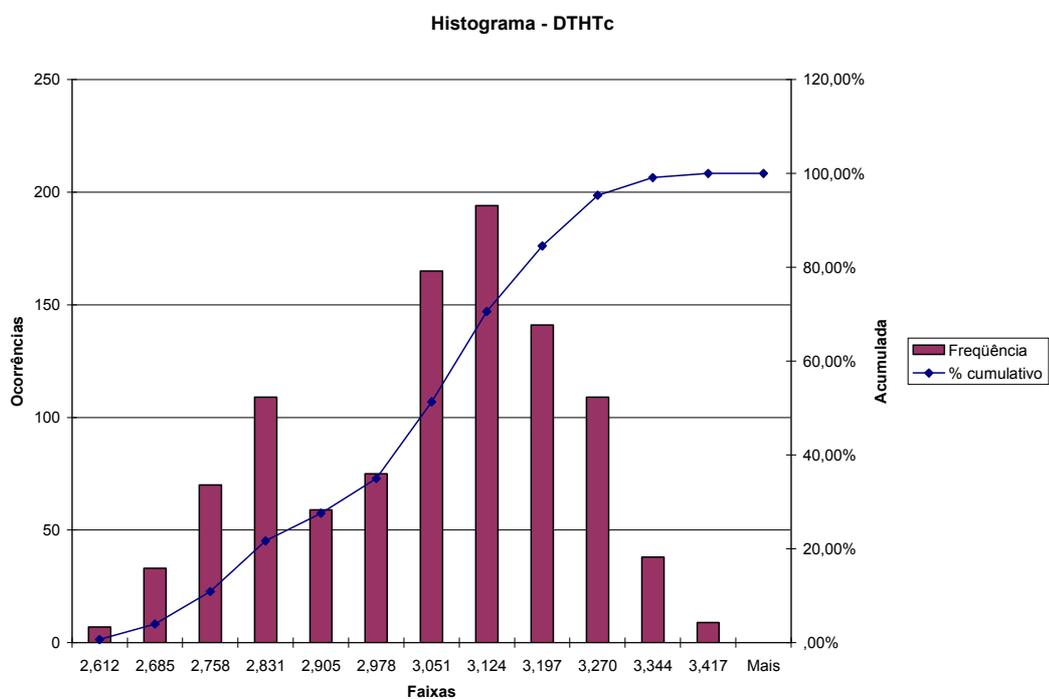


Figura A.48 – Distorção harmônica total de tensão na fase C – TPC

Da Figura A.49 até a Figura A.51, apresenta-se a distorção para o 5º harmônico de tensão nas três fases do TPI, utilizando-se cabo blindado na ligação dos instrumentos.

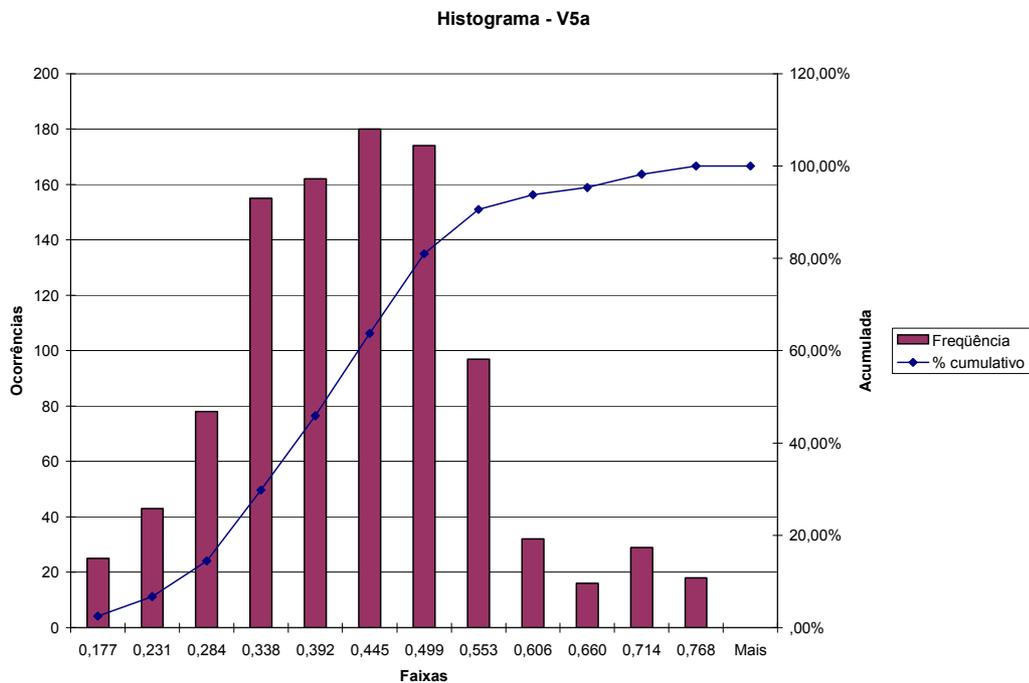


Figura A.49 – Distorção para o 5º harmônico de tensão na fase A – TPI (cabo blindado)

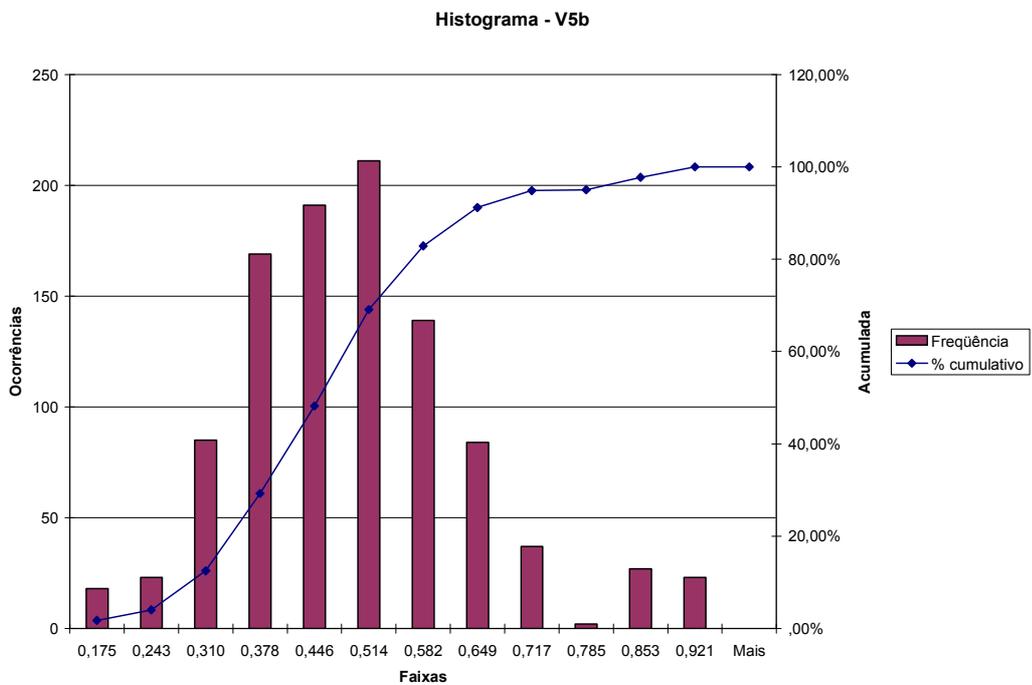


Figura A.50 – Distorção para o 5º harmônico de tensão na fase B – TPI (cabo blindado)

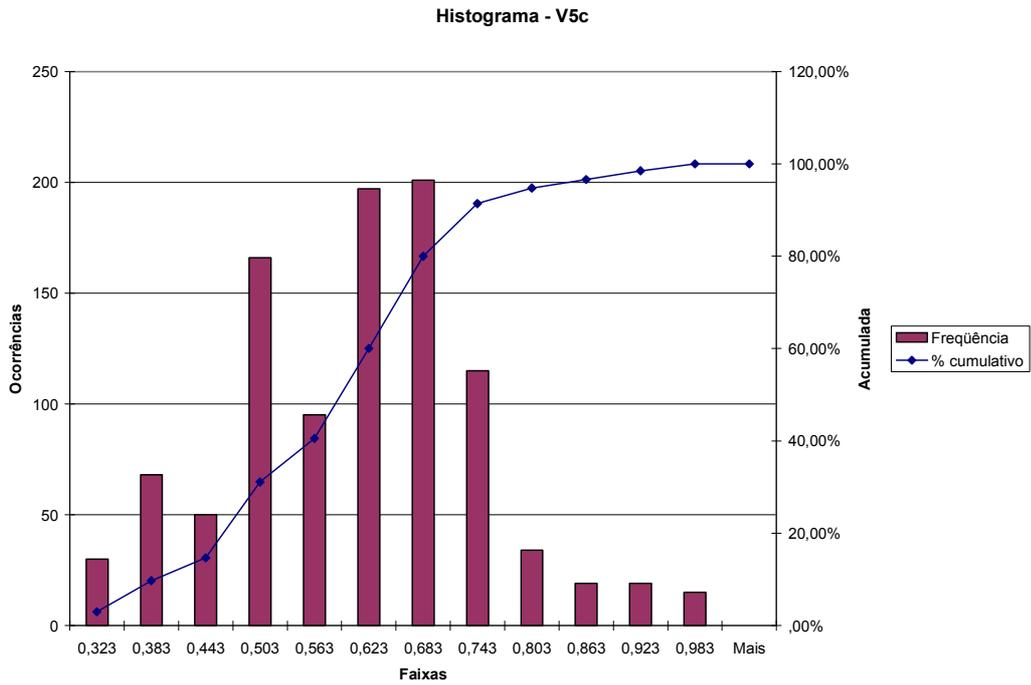


Figura A.51 – Distorção para o 5º harmônico de tensão na fase C – TPI (cabo blindado)

Da Figura A.52 até a Figura A.54, apresenta-se a distorção para o 5º harmônico de tensão nas três fases do TPI, utilizando-se cabo comum na ligação dos instrumentos.

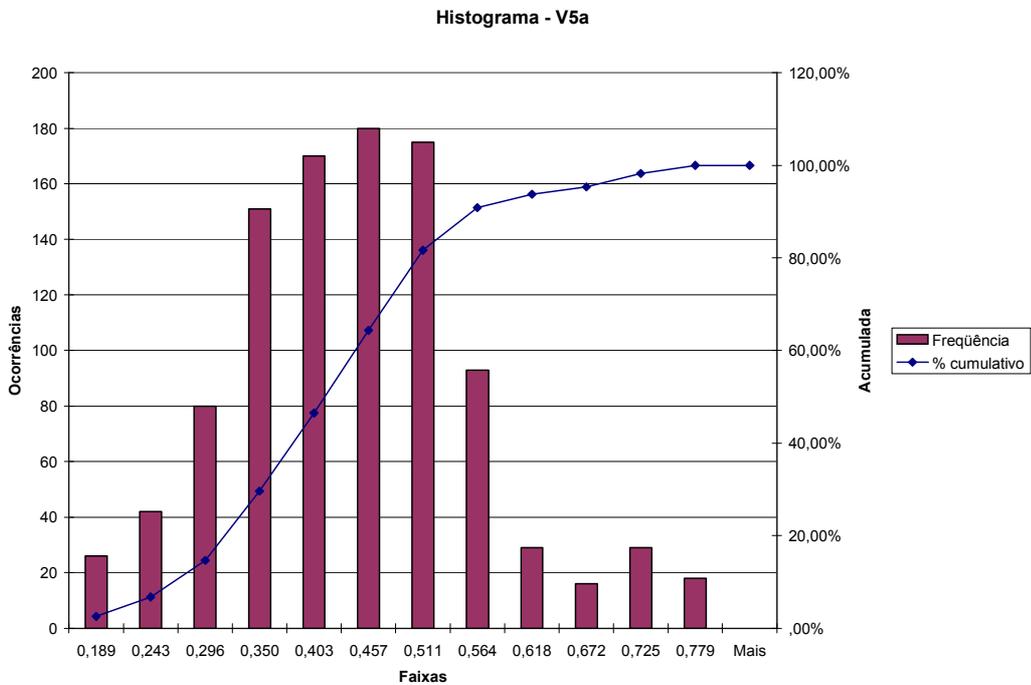


Figura A.52 – Distorção para o 5º harmônico de tensão na fase A – TPI (cabo comum)

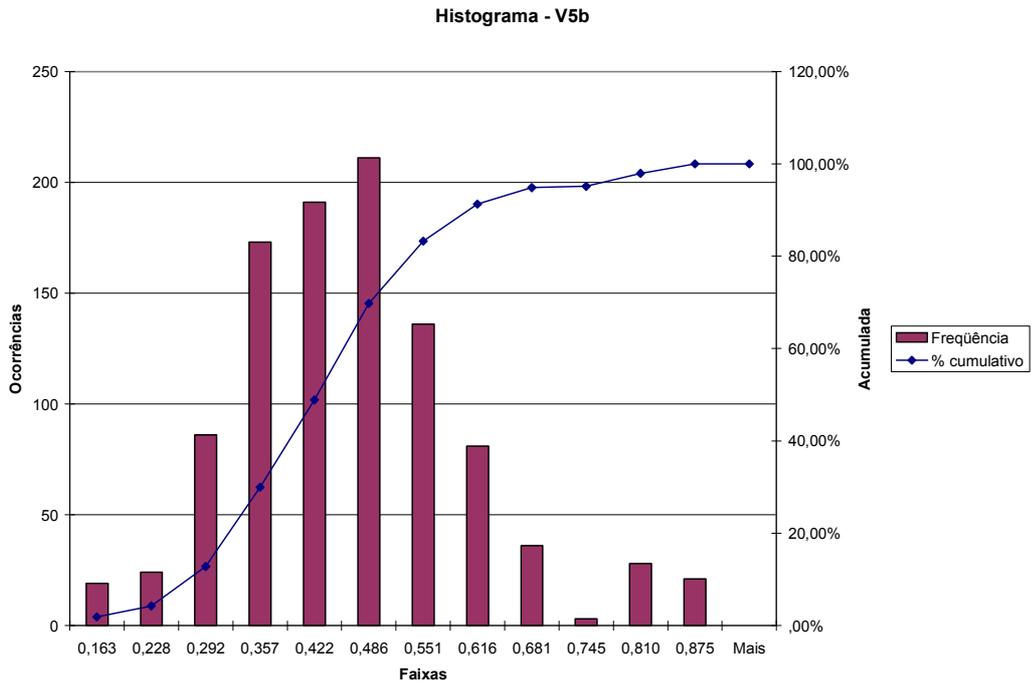


Figura A.53 – Distorção para o 5º harmônico de tensão na fase B – TPI (cabo comum)

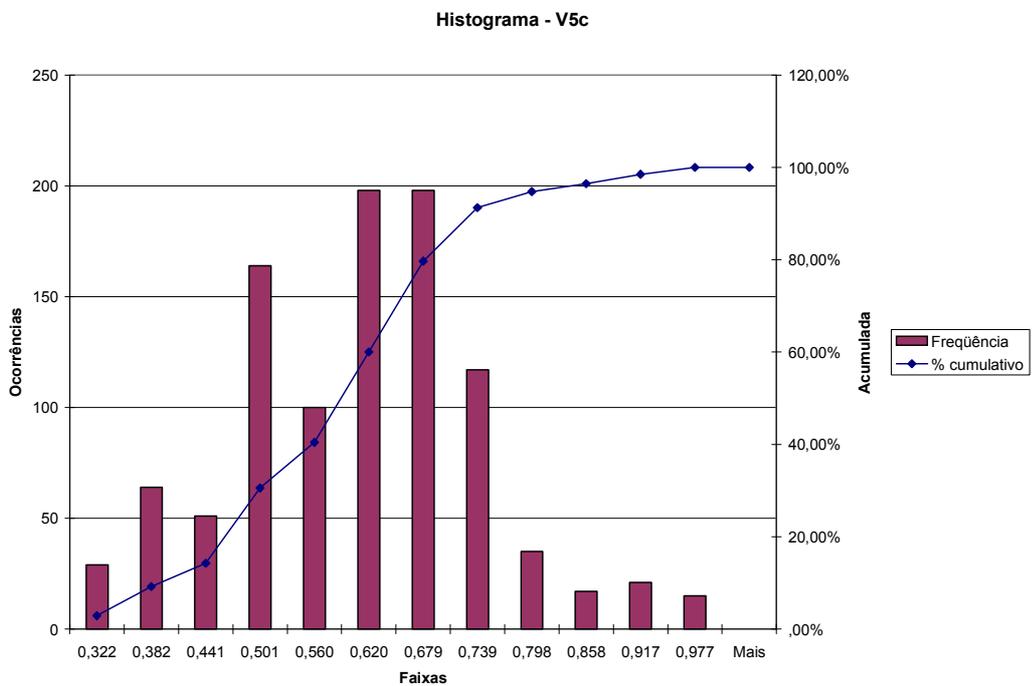


Figura A.54 – Distorção para o 5º harmônico de tensão na fase C – TPI (cabo comum)

Da Figura A.55 até a Figura A.57, apresenta-se a distorção para o 5º harmônico de tensão nas três fases do TPC.

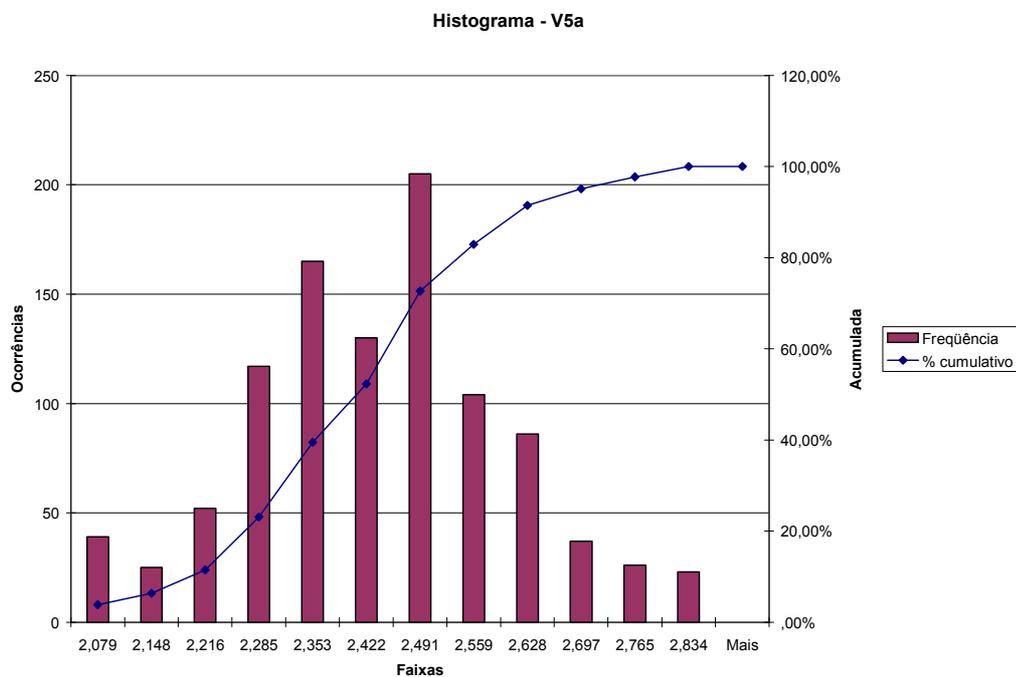


Figura A.55 – Distorção para o 5º harmônico de tensão na fase A – TPC

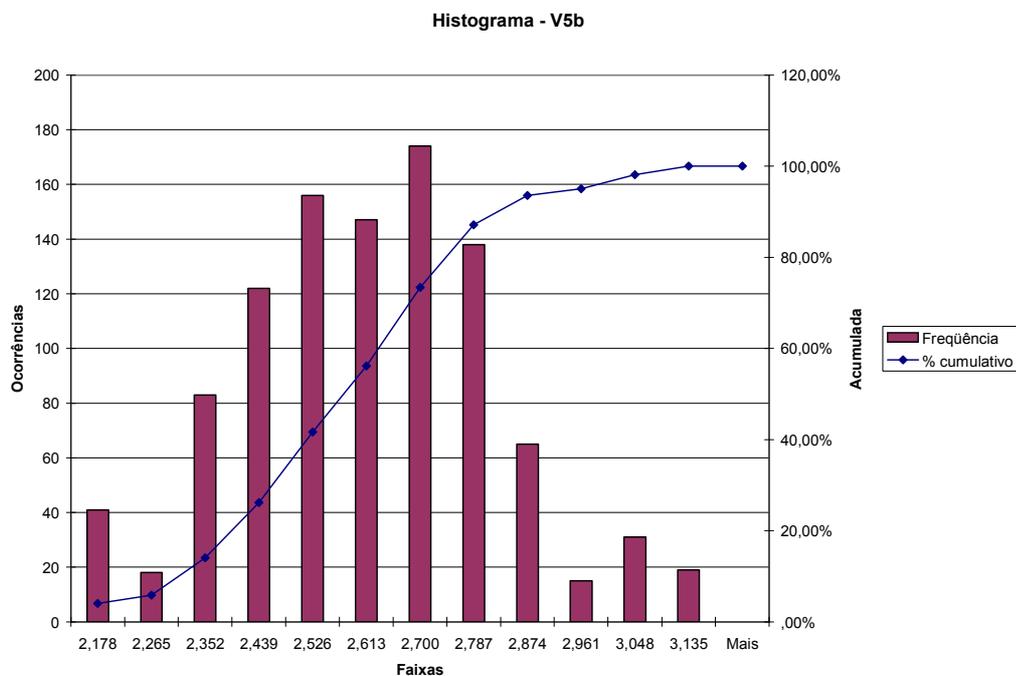


Figura A.56 – Distorção para o 5º harmônico de tensão na fase B – TPC

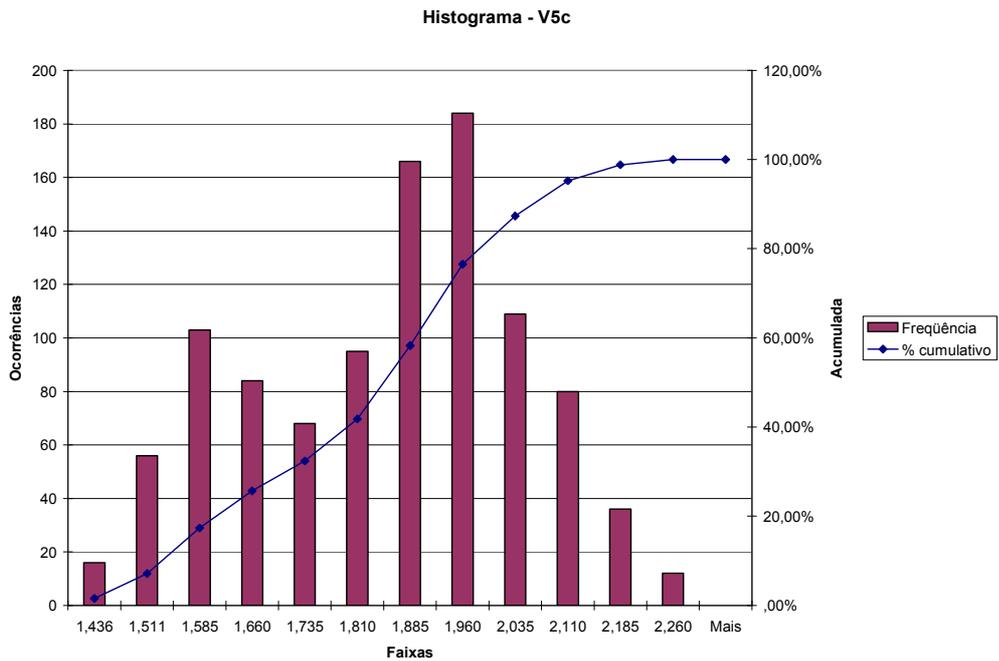


Figura A.57 – Distorção para o 5º harmônico de tensão na fase C – TPC

Da Figura A.58 até a Figura A.60, apresenta-se a distorção para o 3º harmônico de tensão nas três fases do TPC.

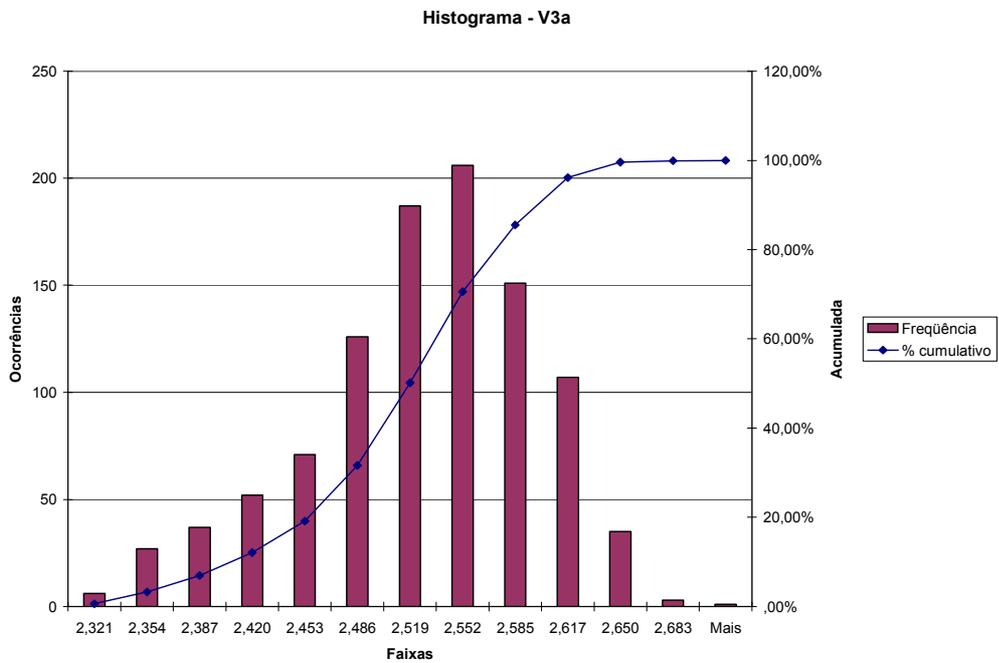


Figura A.58 – Distorção para o 3º harmônico de tensão na fase A – TPC

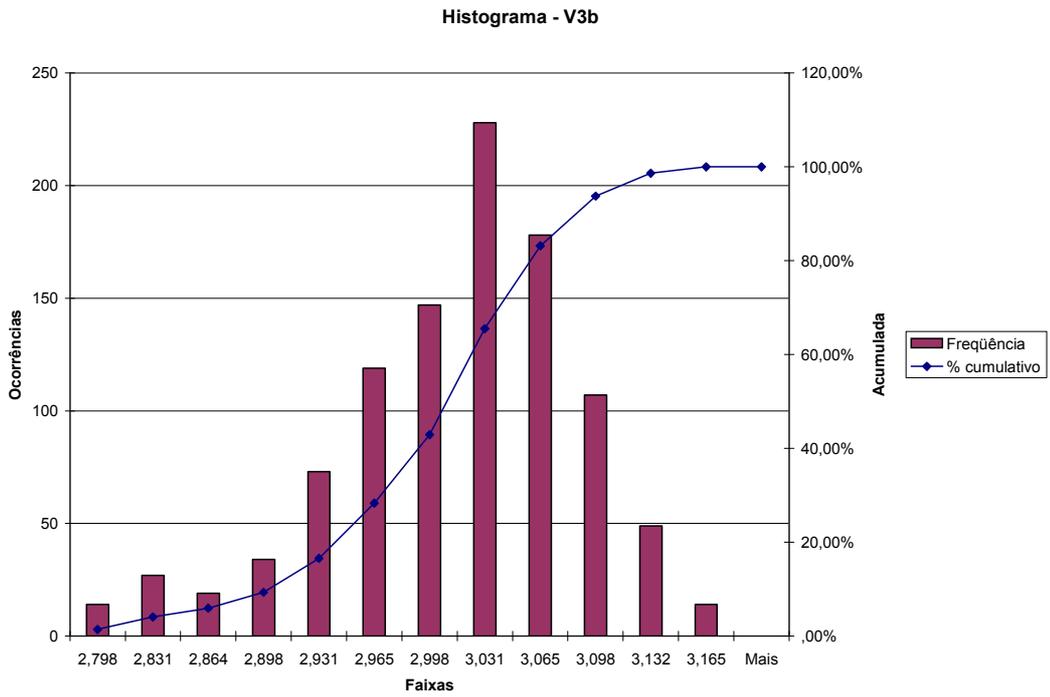


Figura A.59 – Distorção para o 3º harmônico de tensão na fase B – TPC

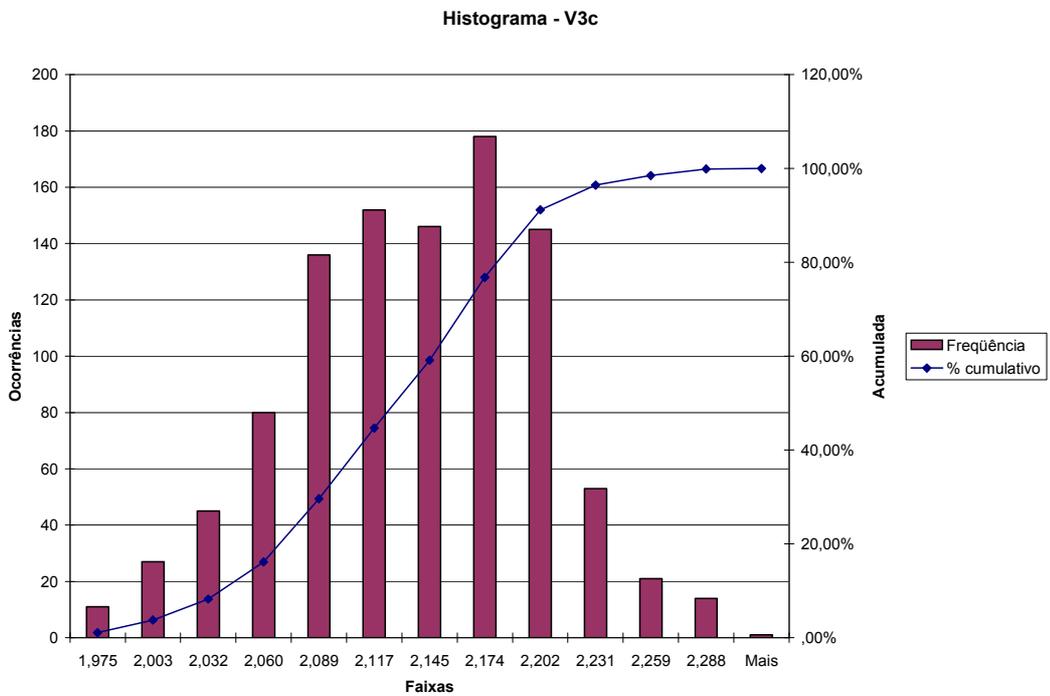


Figura A.60 – Distorção para o 3º harmônico de tensão na fase C – TPC

As Figuras A.61 até a Figura A.63 apresentam a distorção para o 7º harmônico de tensão nas três fases do TPC.

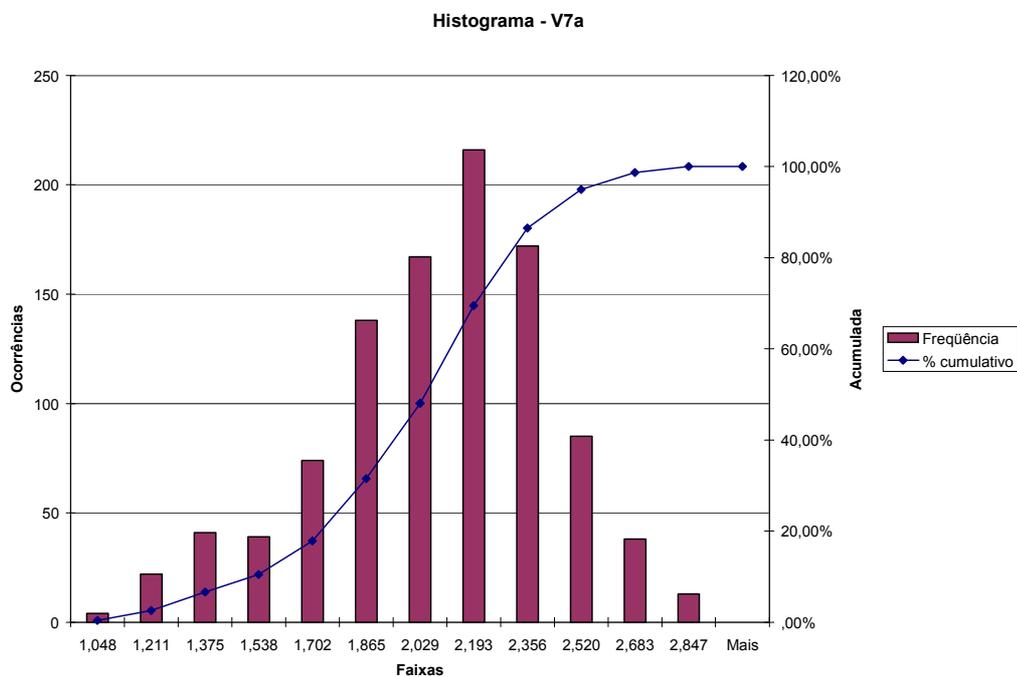


Figura A.61 –Distorção para o 7º harmônico de tensão na fase A – TPC

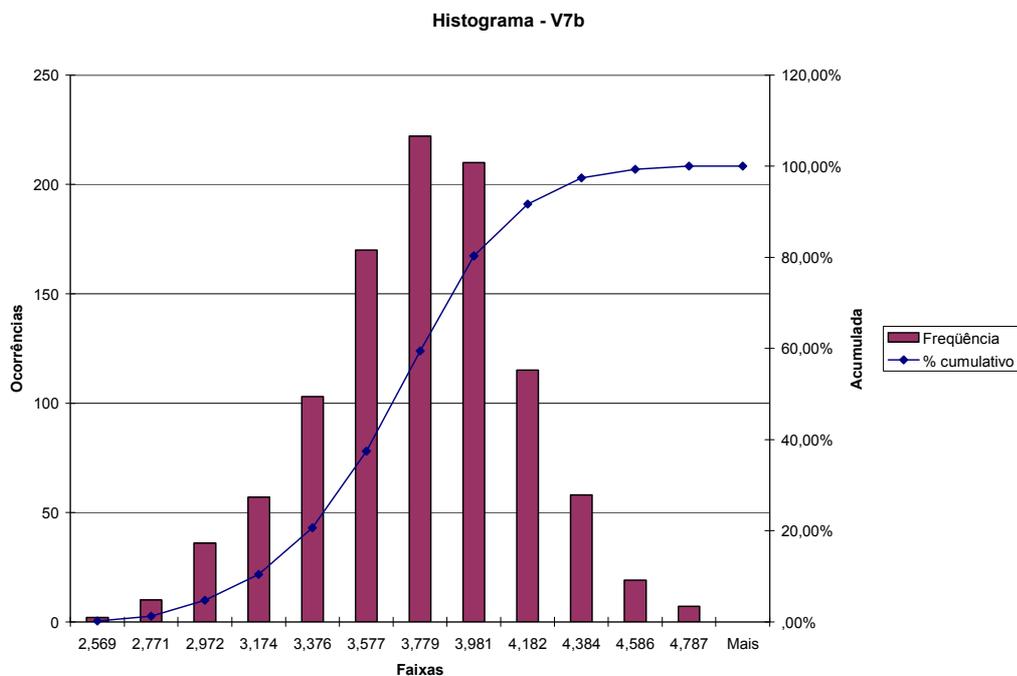


Figura A.62 – Distorção para o 7º harmônico de tensão na fase B – TPC

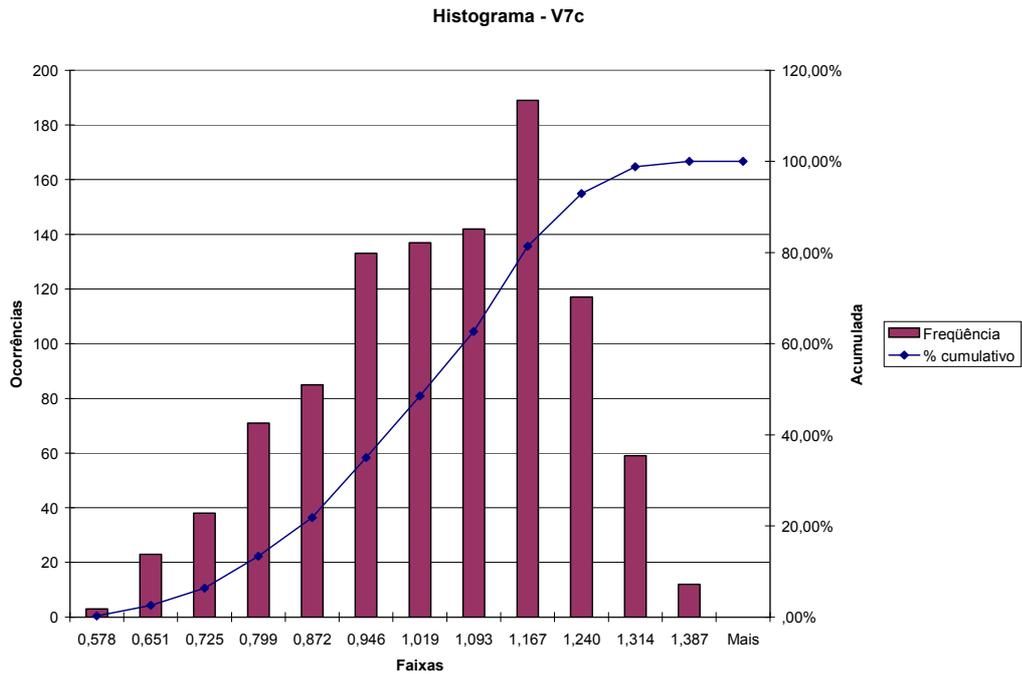


Figura A.63 – Distorção para o 7º harmônico de tensão na fase C – TPC

Da Figura A.64 até a Figura A.66, apresenta-se a distorção para o 9º harmônico de tensão nas três fases do TPC.

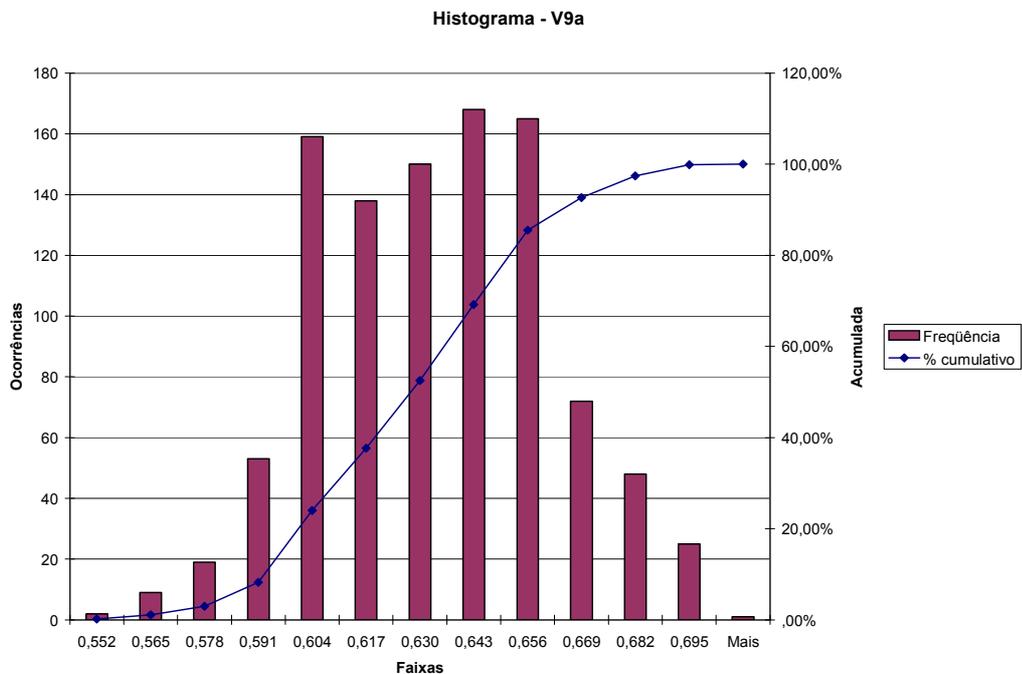


Figura A.64 – Distorção para o 9º harmônico de tensão na fase A – TPC

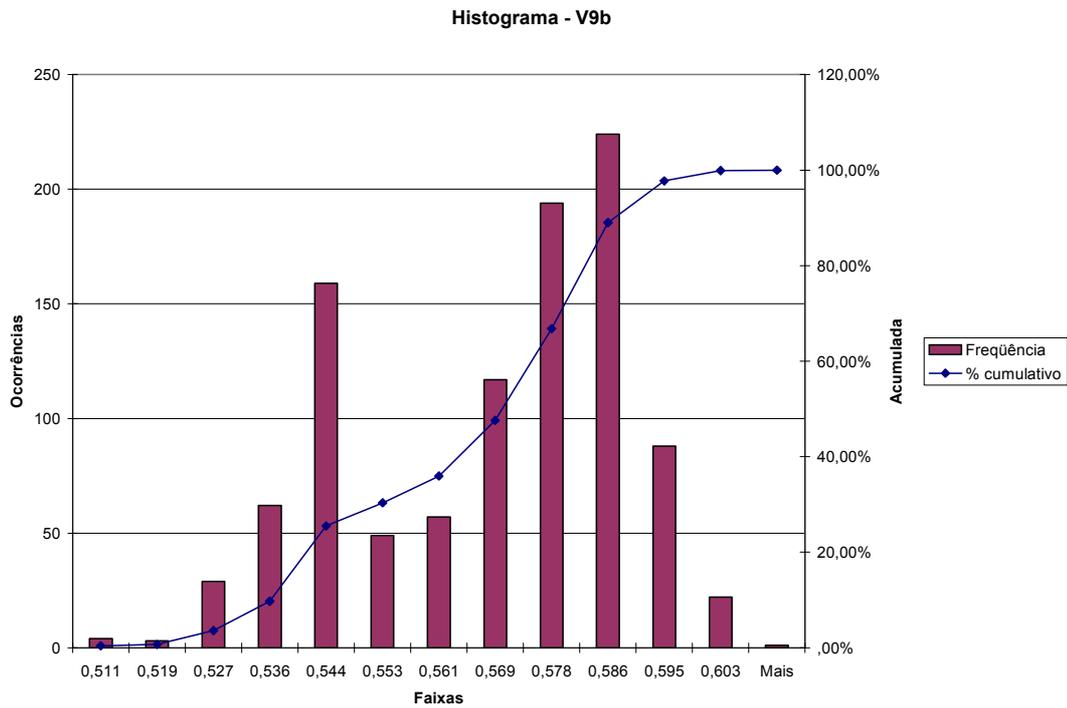


Figura A.65 – Distorção para o 9º harmônico de tensão na fase B – TPC

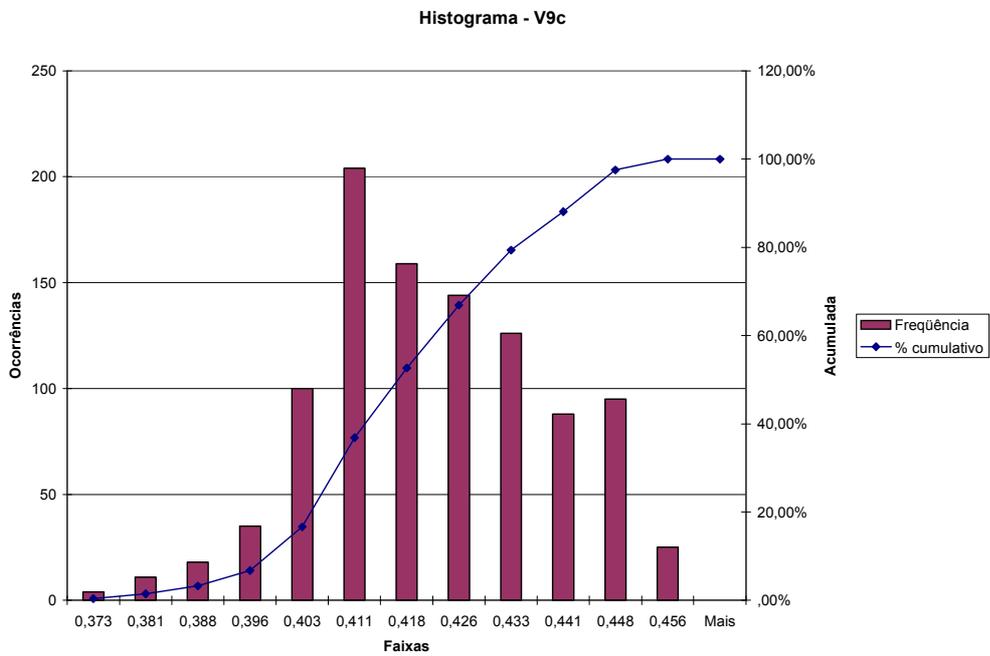


Figura A.66 – Distorção para o 9º harmônico de tensão na fase C – TPC

Apêndice B - Proposta de Tarifação

B.1. Introdução

Nos últimos anos tem-se observado o surgimento de algumas importantes iniciativas do MME, ONS e da ANEEL, visando a inclusão, na tarifação de energia elétrica, dos efeitos do conteúdo harmônico das cargas que poluem o Sistema Interligado Nacional (SIN). Entre algumas das formas de tarifação apresentadas na literatura especializada, destacam-se os periódicos *Revenue and harmonics - An evaluation of some proposed rate structures* de McEachern [33], *Comments on active Power flow and energy accounts in electrical systems with nonsinusoidal waveforms and asymmetry* de Czarnecki [34] e o livro “*Quality of electricity supply & management of network losses* de Mielczarski” [35]. Conforme descrito nesta literatura, pode-se considerar as formas de tarifação da QEE baseadas nas seguintes grandezas:

- potência aparente total;
- fator de potência verdadeiro (FPt);
- potência de distorção;
- potência ativa harmônica;
- fator de potência harmônico ponderado;
- potência ativa fundamental.

Cada uma dessas diferentes formas de tarifação apresenta vantagens e desvantagens. Uma forma adequada de tarifação deve possibilitar uma alocação mais justa da responsabilidade pelos custos adicionais no sistema provocado pelas distorções harmônicas.

Na busca de uma forma adequada de tarifação consideram-se os seguintes fatores:

- A possibilidade de que a forma de cobrança traduz a, efetivamente, os efeitos prejudiciais das harmônicas, e a consideração de que o custo ali envolvido, e o grau de incentivo que a cobrança provoca aos consumidores, podem diminuir a injeção de harmônicas no sistema elétrico.

- A facilidade com que as medições possam ser efetuadas para se aplicar a nova forma de tarifação.

B.2. Proposta de tarifação

A proposta apresentada nesta dissertação para a tarifação de harmônicas é baseada no fator de potência harmônico (FP_H), de forma análoga à da tarifação de excedentes de carga reativa, usada atualmente no Brasil. O FP_H será definido na sequência deste item. Este índice pode ser estendido para as redes desequilibradas, mas esta proposta trata somente do caso de rede distorcida equilibrada.

No caso da carga reativa, a expressão para a tarifação do excedente é:

$$R = \left(\frac{FR}{FP} - 1 \right) * TA \quad (\text{Eq. B.1})$$

Onde:

R : faturamento de excedente;

FR : fator de referência (o valor 0,92 é usado no Brasil);

$FP = \left[a \tan \left(\frac{Q}{P} \right) \right]$ = fator de potência (deslocamento);

TA : tarifa de medição ativa (energia ou demanda de potência).

A tarifação acima pode ser interpretada como uma aplicação de um sistema de cobrança pela ocupação da capacidade do sistema. Quando uma carga com potência ativa P e fator de potência FP é alimentada, ela ocupa no sistema alimentador uma capacidade igual à potência aparente $S=P/FP$, e há uma ocupação supérflua igual a B.2 em relação à mínima capacidade necessária para entregar a potência P . Em termos de FP , a ocupação supérflua é:

$$S - P = \left(\frac{1}{FP} - 1 \right) P \quad (\text{Eq. B.2})$$

A expressão 5.1 representa uma cobrança adicional ao faturamento da energia ou potência (demanda) ativa medida de um sistema de tarifação que cobra, no mínimo o equivalente ao consumo de uma energia (ou demanda) ativa proporcional a S , ou seja, igual a B.2, quando o fator de potência do consumidor for inferior a FR . Assim, o consumidor com baixo fator de potência paga a parte correspondente à quantidade medida P , mais a parte que falta para completar o valor. A parcela restante que falta para completar o total S , é uma espécie de tolerância concedida sem ônus.

O excedente a ser pago é:

$$X = (FR * S) - P = \left(\frac{FR}{FP} - 1 \right) P \quad (\text{Eq. B.3})$$

que mostra o significado da expressão (B.1).

Se for usado o fator de potência verdadeiro (FPt) na expressão B.3, com um fator de referência FRt apropriado, obtem-se uma forma de faturamento global de excedentes, que inclui também o efeito das harmônicas.

Entretanto esse mesmo procedimento pode ser aplicado para uma tarifação separada de harmônicas, baseado no conceito de ocupação do sistema e desmembramento do fator de potência verdadeiro FPt em sub-fatores:

$$FPt = FP_1 - FP_H \quad (\text{Eq. B.4})$$

Onde:

FPt : fator de potência verdadeiro;

FP_1 : fator de potência fundamental;

FP_H : fator de potência harmônica.

Esses fatores de potência são dados por:

$$FPt = \left(\frac{P}{V_{rms} I_{rms}} \right) \quad (\text{Eq. B.5})$$

$$FP_1 = \left(\frac{P_1}{V_1 I_1} \right) \quad (\text{Eq. B.6})$$

$$FP_H = \frac{1 + \frac{P_H}{P_1}}{\sqrt{1 + THD_1^2} \sqrt{1 + THD_V^2}} \quad (\text{Eq. B.7})$$

Nesse caso, a ocupação supérflua pode ser expressa como:

$$S - P = \left(\frac{1}{FP_1} - 1 \right) P + \left(\frac{1}{FP_H} - 1 \right) \left(\frac{1}{FP_1} \right) P \quad (\text{Eq. B.8})$$

A expressão para o “excedente” seria:

$$X = \left(\frac{FR_1}{FP_1} - 1 \right) P + \left[\left(\frac{FR_H}{FP_H} - 1 \right) \left(\frac{1}{FP_1} \right) \right] P \quad (\text{Eq. B.9})$$

Os termos do lado direito das equações B.8 e B.9 não são completamente desacoplados com respeito aos dois fatores de potência. O primeiro termo só depende de FP_1 , mas o segundo termo depende de FP_H e também de FP_1 , podendo criar a impressão de uma tributação dupla do excedente reativo, devido à presença de FP_1 em ambos os termos. Do ponto de vista prático, é vantajoso e justificável usar uma fórmula de tarifação que apresente separadamente os fenômenos envolvidos, pois isso permitiria uma indicação ao consumidor

sobre a causa da tarifação de excedentes, que permitiria praticar custos diferenciados para cada tipo de efeito. Assim, é proposto o uso da seguinte expressão:

$$X = \left(\frac{FR_1}{FP_1} - 1 \right) P + \left(\frac{FR_H}{FP_1} - 1 \right) P \quad (\text{Eq. B.10})$$

Essa modificação não traria diferenças significativas em relação ao total de excedentes e os benefícios pragmáticos obtidos com a aplicação dessa expressão justificam a preferência por esta forma em relação à equação B.9, que, apesar de teoricamente mais adequada, traria desvantagens nos aspectos práticos da aplicação.

B.3. Admitância equivalente de distorção

Uma questão que se apresenta quando se trata de medição de harmônicas é a da identificação de consumidores poluidores e não poluidores. O meio mais representativo para isso é o sentido do fluxo de potência ativa harmônica no ponto de acoplamento do consumidor. Entretanto este método é de difícil implementação usando meios simples e baratos de medição, pois a potência harmônica ativa é uma fração muito pequena da potência ativa fundamental, podendo causar problema de erro de sinal.

Para lidar com esta questão, o procedimento idealizado foi o de classificar os consumidores de acordo com um parâmetro que seja simples de ser avaliado e que permita separar os consumidores em grupos de poluidores e de não poluidores, de uma forma que resulte, no final, uma divisão de responsabilidade estatisticamente aceitável dos custos adicionais no sistema devido ao efeito das harmônicas. O parâmetro de referência escolhido para ser examinado é a “admitância equivalente de distorção” [36] dada por:

$$Y_{THD} = \frac{THD_1}{THD_V} \quad (\text{Eq. B.11})$$

Em geral tem-se $Y_{THD} < 4 \%$ em cargas lineares e $Y_{THD} > 4 \%$ em conversores [36]. Estes valores limites de Y_{THD} poderiam ser uma referência para classificar os consumidores num dos dois grupos.

B.4. Conclusões

A sistemática atual de medição não detecta a ocupação adicional do sistema alimentador devido às correntes harmônicas.

O fator de potência verdadeiro ou a potência aparente total, apesar de englobarem os efeitos do deslocamento e das harmônicas na ocupação total do sistema, não permite distinção entre os dois fenômenos.

Estudos estão sendo efetuados para a avaliação da possibilidade de aplicação da proposta de tarifação de excedentes desagregada, apresentada nesta dissertação.

Essa proposta baseia-se no conceito de ocupação supérflua da capacidade do sistema, e computa separadamente os efeitos do deslocamento e das harmônicas.

As principais vantagens dessa forma de tarifação são:

- possibilitar uma alocação mais justa de responsabilidades pelos custos adicionais no sistema devido ao efeito das harmônicas, através de uma cobrança adequada pela utilização (ocupação) do sistema alimentador pelos consumidores;
- sinalizar ao consumidor a causa da taxaço de excedentes (carga reativa ou harmônica), permitindo uma ação apropriada.

Os resultados obtidos até o momento indicam, em geral, uma boa resposta da sistemática proposta. Algumas questões importantes como a definição do valor apropriado para o fator de referência harmônica (FR_H), que está relacionada com a tolerância admitida na injeção de harmônicas no sistema, juntamente com o estabelecimento de uma forma adequada de minimizar eventuais taxaço aos consumidores não poluidores fazem parte do estudo em andamento.