



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO,
CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA PARAÍBA
CAMPUS JOÃO PESSOA
COORDENAÇÃO DO CURSO SUPERIOR DE BACHARELADO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA



KELVIN SILVA DE MENDONÇA

**ANÁLISE DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DAS
SUBESTAÇÕES DO INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA
E TECNOLOGIA DA PARAÍBA**

**João Pessoa/PB
2023**

KELVIN SILVA DE MENDONÇA

**ANÁLISE DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DAS
SUBESTAÇÕES DO INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA
E TECNOLOGIA DA PARAÍBA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba (IFPB), curso Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica, como requisito institucional para a obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Alan Melo Nobrega, D. Sc.

**João Pessoa/PB
2023**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Nilo Peçanha, IFPB *campus* João Pessoa

M539a Mendonça, Kelvin Silva de.

Análise de qualidade de energia elétrica das subestações do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba / Kelvin Silva de Mendonça. – 2023.

114 f. : il.

TCC (Graduação - Curso Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação da Paraíba / Unidade Acadêmica de Processos Industriais, 2023.

Orientação : Prof. D.r Alan Melo Nóbrega.

1. Qualidade de energia elétrica. 2. Análise da qualidade de energia elétrica 3. Subestação de energia elétrica - IFPB. 4. Distúrbios de energia elétrica. I. Título.

CDU 621.311.4(043)

Elaboração: Lucrecia Camilo de Lima – Bibliotecária CRB 15/132

KELVIN SILVA DE MENDONÇA

ANÁLISE DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DAS SUBESTAÇÕES DO INSTITUTO
FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA PARAÍBA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso Superior de
Bacharelado em Engenharia Elétrica do
Instituto Federal da Paraíba como parte dos
requisitos necessários para a obtenção do grau
de Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Trabalho Aprovado em 11 / 08 / 2023 pela banca examinadora:

Documento assinado digitalmente
 EDGARD LUIZ LOPES FABRICIO
Data: 16/08/2023 21:03:17-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Edgard Luiz Lopes Fabricio, Dr.
Examinador(a), IFPB

Documento assinado digitalmente
 FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA
Data: 16/08/2023 20:15:44-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Franklin Martins Pereira Pamplona, Dr.
Examinador(a), IFPB

Documento assinado digitalmente
 ALAN MELO NOBREGA
Data: 16/08/2023 15:17:15-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Alan Mélo Nóbrega, Dr.
Orientador(a), IFPB

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por sempre ter me dado forças para não desistir em meios aos obstáculos, apesar de ter esmorecido às vezes. Sua presença fez-se constante nessa trajetória.

A toda a minha família, em especial aos meus pais Sandra e Jailton que sempre me incentivaram nos estudos, principalmente a minha mãe, a qual me fez, mesmo que de forma indireta, criar a identificação pela matemática tão presente na graduação. À minha irmã Keylla, por me ajudar nos momentos em que o cansaço era o meu maior inimigo, permitindo-me dormir no sofá quando o intuito era somente cochilar um pouco entre uma questão e outra das listas de Cálculo.

À minha esposa, Leda Mikaelle, por sempre me apoiar nas minhas decisões, por todo amor, compreensão e paciência. Agradeço ainda por toda ajuda para elaboração do Relatório de Estágio e deste Trabalho de Conclusão de Curso, sem as suas ideias e presença a frente do computador junto a mim essas etapas teriam se prolongado ainda mais.

Agradeço aos amigos feitos durante a graduação. Estes que deixaram as atividades mais leves e, mesmo as pesadas, auxiliaram para que obtivéssemos êxito.

Ao meu professor orientador Dr. Alan Melo Nobrega pelos ensinamentos, pela dedicação, ajuda e amizade.

A cada professor do Instituto Federal que contribuiu para a minha formação e educação, reconheço que cada um de vocês desempenhou um papel fundamental no meu crescimento. Agradeço pelo tempo dedicado e pelas dúvidas esclarecidas com paciência, sem qualquer sinal de insatisfação. Sou grato pelos valiosos conselhos e orientações que me foram oferecidos. A minha jornada educacional é um resultado direto da dedicação e do apoio de todos vocês.

Aos membros da banca, pela disposição e colaboração na conclusão deste trabalho.

No mais, agradeço a tudo e a todos que contribuíram e participaram, direta ou indiretamente da minha formação.

“Por isso não desanimamos. Embora exteriormente estejamos a desgastar-nos, interiormente estamos sendo renovados dia após dia”.
(2 Coríntios 4:16)

RESUMO

A análise abordada neste trabalho tem por objetivo verificar os parâmetros de Qualidade de Energia Elétrica nas subestações de energia elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia – *Campus* João Pessoa. O estudo consiste em monitorar o sistema elétrico utilizando um analisador de qualidade de energia elétrica e classificando os distúrbios encontrados por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, além de também utilizar padrão do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* para complementar o trabalho. A metodologia utilizada apresenta o uso do *software* ANL7000 para análises gráficas. Discute os resultados com base na literatura pertinente ao tema, nos conjuntos de dados adquiridos e nos indicadores de qualidade de energia elétrica, trazendo como resultado a situação atual da qualidade de energia do sistema elétrico analisado, em que há a presença de alguns distúrbios elétricos, tais como: afundamentos de tensão (*sags*), fator de potência abaixo de 0,92, flutuação de tensão e transitórios.

Palavras-chave: Qualidade de Energia Elétrica. Distúrbios de Energia Elétrica. Análise de Qualidade da Energia Elétrica. Subestação de Energia Elétrica.

ABSTRACT

The analysis addressed in this paper aims to verify the parameters of Electrical Power Quality in the electric power substations of the Federal Institute of Education, Science, and Technology - João Pessoa Camp. The study consists of monitoring the electrical system using a power quality analyzer and classifying the disturbances found through the Procedures for Electric Energy Distribution in the National Electric System, provided by the National Electric Energy Agency, in addition to also using Institute of Electrical and Electronics Engineers standard to complement the paper. The methodology employed involves the use of the ANL7000 software for graphical analysis. The results are discussed based on relevant literature on the subject, the acquired data sets and the power quality indicators, resulting in the current situation of the analyzed electrical system's power quality, bringing as a result the current situation of the power quality of the analyzed electrical system, in which there is the presence of some electrical disturbances, such as: voltage dips (sags), power factor below 0.92, voltage fluctuations and transients.

Keywords: *Electrical Power Quality. Electrical Energy Disturbances. Electrical Power Quality Analysis. Electrical Power Substation.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Exemplos de Transitórios Impulsivos.....	23
Figura 2 – Utilização de Para-Raios para Amortecimento das Correntes Transitórias.	23
Figura 3 – Transitório Impulsivo de Corrente Causado por Descarga Atmosférica.	24
Figura 4 – Exemplos de Transitórios Oscilatórios.	25
Figura 5 – Transitório Oscilatório Causado pelo Chaveamento de Capacitores “ <i>Back-to-Back</i> ”.	26
Figura 6 – Transitório Oscilatório de Baixa Frequência Causado pela Energização de Banco de Capacitor.....	26
Figura 7 – Transitório Oscilatório de Baixa Frequência Causado por Ferrorressonância na Energização de Transformador.....	27
Figura 8 – Exemplos de Variações de Tensão: (a) Afundamento, (b) Elevação e (c) Interrupção.....	28
Figura 9 – (a) Afundamento da Tensão RMS. (b) Forma de Onda do Afundamento.	30
Figura 10 – Afundamento de Tensão Temporário Causado por Acionamento de Motor.	31
Figura 11 – Elevação de Tensão Causada por Falta Fase-Terra.....	32
Figura 12 – Interrupção Causada pela Atuação de Religador Automático.	33
Figura 13 – Tensões RMS para uma Interrupção Devido a Falha na Rede e Subsequente Operação do Religador.	34
Figura 14 – Curvas Típicas de Capacidade de Resistência à Queda de Tensão dos Equipamentos.	35
Figura 15 – Curva ITL.....	36
Figura 16 – Desequilíbrio de Tensão em um Alimentador Residencial.....	39
Figura 17 – Distorção de Corrente $I(t)$ Causada por Carga Não Linear.....	41
Figura 18 – Distorção de Corrente Resultando em Distorção de Tensão.....	43
Figura 19 – Espectro Harmônico da Corrente de Magnetização de Transformador.	43
Figura 20 – Espectro de Frequências da Corrente de um Forno de Indução.....	44
Figura 21 – Corte no Sinal da Tensão Causado por Conversor Trifásico.	45
Figura 22 – Representação do Sinal de Tensão com a Presença de Ruído.	46
Figura 23 – Exemplo da Forma de Onda da Flutuação de Tensão.....	47
Figura 24 – Variação da Frequência em Subestação de 13,8 kV.	48
Figura 25 – Triângulo das Potências.	49
Figura 26 – Quatro Quadrantes de Potências Ativa e Reativa.	52

Figura 27 – Conexão do Analisador de QEE na Rede de Baixa Tensão.....	56
Figura 28 – Fotografia do Ponto de Instalação do Analisador de QEE na Subestação 1.....	59
Figura 29 – Fotografia do Ponto de Instalação do Analisador de QEE na Subestação 2.....	60
Figura 30 – Diagrama Unifilar das Subestações.	60
Figura 31 – Transformadores de Corrente Defeituosos.....	62
Figura 32 – Transformadores de Corrente Novos.	62
Figura 33 – Estratificação das VTCDs com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas.....	67
Figura 34 – Tensões de Linha Registradas na Medição I.....	69
Figura 35 – Ligação de transformador trifásico Δ -Y aterrado com falta na fase C.	70
Figura 36 – Tensões de Fase e suas Faixas Registradas na Medição I.....	70
Figura 37 – Correntes de Fase Registradas na Medição I.	71
Figura 38 – Tensões de Neutro Registradas na Medição I.....	72
Figura 39 – Correntes de Neutro Registradas na Medição I.....	72
Figura 40 – Distribuição de Tensões Registrada na Medição I conforme Módulo 8 do PRODIST.....	73
Figura 41 – Desequilíbrio entre as Fases Registrados na Medição I.....	73
Figura 42 – Tensões de Fase e suas Faixas Registradas na Medição II.	74
Figura 43 – Correntes de Fase Registradas na Medição II.	74
Figura 44 – Dados Pluviométricos.	75
Figura 45 – Fator de Potência Trifásico Registrado na Medição I.....	75
Figura 46 – Potência Reativa Trifásica Registrada na Medição I.	76
Figura 47 – Fator de Potência Trifásico Registrado na Medição II.....	77
Figura 48 – Potência Reativa Trifásica Registrada na Medição II.	77
Figura 49 – Potência Ativa Trifásica Registrada na Medição II.	78
Figura 50 – TDHv Registradas na Medição I.....	79
Figura 51 – TDHi Registradas na Medição I.....	80
Figura 52 – TDHv Registradas na Medição II.	81
Figura 53 – TDHi Registrada na Medição II.....	82
Figura 54 – Desequilíbrios de Tensão Registrados na Medição II.....	84
Figura 55 – PST Registradas na Medição II.....	84
Figura 56 – PLT Registradas na Medição II.....	85
Figura 57 – Frequências Registradas na Medição I.....	85
Figura 58 – Frequências Registradas na Medição II.	86

Figura 59 – Curva ITI das VTCDs Registradas na Medição I.	86
Figura 60– Curva ITI da VTCD Registrada na Medição II.....	87
Figura 61 – Primeiro Transitório Oscilatório Registrado na Medição II.	87
Figura 62 – Segundo Transitório Oscilatório Registrado na Medição II.	88
Figura 63 – Tensões de Linha Registradas na Medição III.	89
Figura 64 – Tensões de Fase e suas Faixas Registradas na Medição III.	90
Figura 65 – Tensões de Fase e suas Faixas Registradas Durante o Período da Falta na Subestação 2.	90
Figura 66 – Correntes de Fase Registradas na Medição III.....	91
Figura 67 – Tensões de Neutro Registradas na Medição III.	91
Figura 68 – Correntes de Neutro Registradas na Medição III.	92
Figura 69 – Distribuição de Tensões Registrada na Medição III conforme Módulo 8.	92
Figura 70 – Desequilíbrio entre as Fases Registrados na Medição III.	93
Figura 71 – Tensões de Fase e suas Faixas Registradas na Medição IV.....	93
Figura 72 – Correntes de Fase Registradas na Medição IV.	94
Figura 73 – Fator de Potência Trifásico Registrado na Medição III.	95
Figura 74 – Potência Reativa Trifásica Registrada na Medição III.....	95
Figura 75 – Fator de Potência Trifásico Registrado na Medição IV.	96
Figura 76 – Potência Reativa Trifásica Registrada na Medição IV.	96
Figura 77 – TDHv Registradas na Medição III.	97
Figura 78 – TDHi Registradas na Medição III.	98
Figura 79 – TDHv Registradas na Medição IV.....	99
Figura 80 – TDHi Registradas na Medição IV.....	100
Figura 81 – Desequilíbrios de Tensão Registrados na Medição IV.	102
Figura 82 – PST Registradas na Medição IV.	102
Figura 83 – PLT Registradas na Medição IV.	103
Figura 84 – Frequências Registradas na Medição III.	103
Figura 85 – Frequências Registradas na Medição IV.....	104
Figura 86 – Curva ITI da VTCD Registrada na Medição III.	104
Figura 87 – Curva ITI das VTCDs Registradas na Medição IV.	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Categorias e Características Típicas de Fenômenos Eletromagnéticos em Sistemas de Potência.....	22
Tabela 2 – Classificação dos Transitórios Oscilatórios.....	25
Tabela 3 – Classificação das VTCDs.	28
Tabela 4 – Classificação das VTCDs de Acordo com o Módulo 8 do PRODIST.	29
Tabela 5 – Principais Tipos de Distorção da Forma de Onda.	40
Tabela 6 – Componentes Harmônicos e Suas Frequências.	42
Tabela 7 – Descrição dos Quatro Quadrantes.	53
Tabela 8 – Períodos de Coleta dos Dados.	61
Tabela 9 – Níveis de Tensão Nominal para Ponto de Conexão Inferior a 2,3 kV (380/220)...	64
Tabela 10 – Limites de Distorção Harmônica de Corrente em Percentual.	65
Tabela 11 – Limites de Variação da Frequência do Sistema Elétrico.	67
Tabela 12 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHv Registrados na Medição I.....	79
Tabela 13 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHi Registrados na Medição I.....	80
Tabela 14 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHv Registrados na Medição II.	82
Tabela 15 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHi Registrados na Medição II.	83
Tabela 16 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHv Registrados na Medição III.	97
Tabela 17 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHi Registrados na Medição III.....	98
Tabela 18 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHv Registrados na Medição IV.....	99
Tabela 19 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHi Registrados na Medição IV.....	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A – Ampère

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AVV – Acionadores de Velocidade Variável

CA – Corrente Alternada

CBEMA – *Computer and Business Equipment Manufacturers Association*

CC – Corrente Contínua

CLP – Controlador Lógico Programável

DHT – Distorção Harmônica Total

DRC – Relativa da Transgressão de Tensão Crítica

D_{RE} – Demanda Reativa Excedente

DRP – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária

EA – Energia Ativa

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ER – Energia Reativa

E_{RE} – Energia Reativa Excedente

FD – Fator de Desequilíbrio

FP – Fator de Potência

GD – Geração Distribuída

GW – Gigawatt

Hz – Hertz

I – Corrente Elétrica

IEC – *International Electrotechnical Commission*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IFPB – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba

ITIC – *Information Technology Industry Council*

kA – Quiloampère

kHz – Quilohertz

kWh – Quilowatt-hora

kV – Quilovolt

kvarh – Quilovolt-ampère-reativo-hora

kVA – Quilovolt-ampère

LED – Light-Emitting Diode

MHz – Megahertz
min – Minuto
ms – Milissegundo
MVA – Megavolt-ampère
MW - Megawatt
ns – Nanosegundo
P – Potência Ativa
PAC – Ponto de Acoplamento Comum
P.U. – Por Unidade
PLT – *Problability Long Term*
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PST – *Probability Short Term*
PLT – *Probability Long Term*
Q – Potência Reativa
 Q_c – Potência Reativa Capacitiva
QEE – Qualidade de Energia Elétrica
REI – Redes Elétricas Inteligentes
REN – Resolução Normativa
RMS – *Root Mean Square* ou Raiz Quadrada Média
S – Potência Aparente
s – Segundo
SFV – Sistema Fotovoltaico
TC – Transformador de Corrente
TDH – *Total Distortion Harmonic*
TL – Tensão de Leitura
TDHi – Taxa de Distorção Harmônica de Corrente
TDHv – Taxa de Distorção Harmônica de Tensão
V – Volt ou Tensão Elétrica
VTCD – Variação de Tensão de Curta Duração
VTLD – Variações de Tensão de Longa Duração
UC – Unidade Consumidora
 X_c – Reatância Capacitiva
 μs – Microsegundo

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1. Justificativa.....	17
1.2. Objetivos.....	18
1.2.1. Objetivo Geral	18
1.2.2. Objetivos Específicos	18
1.3. Organização Do Trabalho.....	19
2. QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA.....	20
2.1. Transitórios.....	21
2.1.1. Transitórios Impulsivos	22
2.1.2. Transitórios Oscilatórios.....	24
2.2. Variações de Tensão de Curta Duração.....	27
2.2.1. Afundamento de Tensão.....	29
2.2.2. Elevação de Tensão	32
2.2.3. Interrupção.....	33
2.2.4. Curva CBEMA e Curva ITI.....	34
2.3. Variação de Tensão de Longa Duração	35
2.3.1. Interrupções Sustentadas	36
2.3.2. Sobretensões	37
2.3.3. Subtensões	37
2.4. Desequilíbrio de Tensão	38
2.5. Distorção da Forma de Onda.....	40
2.5.1. Componente de Corrente Contínua (CC)	40
2.5.2. Harmônicos.....	40
2.5.3. Interharmônicos.....	44
2.5.4. Corte	45
2.5.5. Ruído	45
2.6. Flutuação de Tensão	46
2.7. Variações de Frequência.....	48
2.8. Fator de Potência	48
2.8.1. Fator de Potência de Deslocamento e Fator de Potência Real	50
2.8.2. Energia Solar Fotovoltaica e Excedente Reativo	51
2.8.3. Faturamento de Energia e Demanda Reativas.....	53

2.9. Analisadores de Qualidade de Energia Elétrica	55
2.10. Normas de Qualidade de Energia Elétrica.....	56
2.10.1. Módulo 8 do PRODIST	56
2.10.2. IEEE 519.....	57
2.10.3. IEC 61000.....	57
2.10.4. EN50160.....	57
3. METODOLOGIA.....	59
3.1. Parâmetros de Medição e Análise	63
3.1.1. Nível de Tensão	63
3.1.2. Fator de Potência	64
3.1.3. Distorções Harmônicas de Tensão e Corrente.....	65
3.1.4. Desequilíbrio de Tensão	66
3.1.5. Flutuação de Tensão	66
3.1.6. Variação de Frequência	66
3.1.7. Variação de Tensão de Curta Duração	67
3.1.8. Transitórios.....	68
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	69
4.1. Análise da Subestação 1	69
4.1.1. Nível de Tensão	69
4.1.2. Fator de Potência	75
4.1.3. Distorções Harmônicas de Tensão e Corrente.....	77
4.1.4. Desequilíbrio de Tensão	83
4.1.5. Flutuação de Tensão	83
4.1.6. Variação de Frequência	84
4.1.8. Variação de Tensão de Curta Duração	85
3.1.8. Transitórios.....	87
4.2. Análise da Subestação 2	88
4.1.1. Nível de Tensão	88
4.1.2. Fator de Potência	94
4.1.3. Distorções Harmônicas de Tensão e Corrente.....	94
4.1.4. Desequilíbrio de Tensão	101
4.1.5. Flutuação de Tensão	101
4.1.6. Variação de Frequência	102
4.1.8. Variação de Tensão de Curta Duração	103

3.1.8. Transitórios.....	105
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	106
REFERÊNCIAS.....	107

1. INTRODUÇÃO

A forma como os processos ocorrem no mundo atualmente torna difícil o progresso da humanidade sem a presença da energia elétrica. A eletricidade proporcionou ganhos e facilidades a partir do momento que foi possível - até certo ponto - torná-la segura aos consumidores finais. Desde a invenção da iluminação até os meios de comunicação mais avançados tecnologicamente, esse recurso intangível proporciona avanços diários para a sociedade, graças à capacidade de transportar uma grande quantidade de energia por meio de cabos condutores presentes nas linhas de transmissão e distribuição. Segundo Gomes e Vieira (2009):

“A importância da energia elétrica é cada vez mais evidente na forma de organização da vida das nações e dos indivíduos, num processo de valorização crescente dessa fonte de energia que vem desde o começo da sua exploração comercial nos EUA e na Europa no final do século XIX”.

Conforme afirma Mehl (2001), a partir do instante em que um sistema de distribuição de energia elétrica é implantado, há um acréscimo de benefícios para a população que vai de um melhor conforto doméstico até melhores possibilidades de emprego e produção.

No contexto das instituições de ensino, os confortos luminoso e térmico desempenham papéis cruciais na otimização da qualidade da aprendizagem. Esses dois elementos estão intrinsecamente ligados à disponibilidade apropriada de energia elétrica, que por sua vez, é essencial para o funcionamento eficiente dos dispositivos correspondentes.

. Segundo Filho *et al.* (2007):

“Uma inadequação dessa iluminação acarretará em danos à saúde visual das pessoas no ambiente e uma piora para os que apresentam problemas de visão. [...] Um ambiente bem climatizado possibilita conforto e qualidade do ar, podendo aumentar consideravelmente a produtividade e melhor fluidez das tarefas realizadas em ambientes de trabalho”.

Observa-se a importância da energia elétrica para a sociedade, dessa forma, as geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia elétrica devem seguir padrões de qualidade pré-estabelecidos por órgãos reguladores e institutos com a finalidade de manter os equipamentos elétricos operando corretamente, sem prejudicar a operação dos sistemas de distribuição e transmissão. De igual forma, os consumidores devem observar o comportamento de suas cargas para que as mesmas não afetem o sistema negativamente.

Dugan *et al.* (2002) afirmam que o termo qualidade de energia elétrica (QEE) tornou-se uma das palavras mais utilizadas dentro do setor de energia desde os anos 1980, por mais que

esse termo se refira de forma genérica a uma infinidade de distúrbios presentes no sistema elétrico.

No escopo deste trabalho acadêmico a QEE se refere à como essa energia é entregue ao consumidor final, levando-se em consideração a continuidade do fornecimento, os parâmetros das grandezas elétricas fornecidos pelos agentes e a influência das cargas e geradores conectados ao sistema elétrico.

Há um maior investimento em QEE por parte dos consumidores e das empresas visto que os eletrônicos e computadores de hoje são mais sensíveis a variações no fornecimento de energia elétrica comparados a outros equipamentos. O uso de cargas não lineares para aumentar a eficiência e reduzir o consumo de energia elétrica, no entanto, aumenta o potencial de distorção harmônica, o que pode gerar o efeito da ressonância harmônica no sistema. Isso pode fazer com que um sistema de energia elétrica oscile, agravando os problemas existentes ou gerando outros distúrbios na rede de distribuição e transmissão (DUGAN *et al.*, 2002).

As concessionárias precisam melhorar seus serviços para competir com uma crescente conscientização pública sobre os problemas de energia, como interrupções de energia, subtensões e transitórios. Em relação às indústrias, a redução da QEE prejudica diretamente a vida útil de equipamentos elétricos, trazendo a incapacidade de executar partes do processo de produção e gerando a paralisação total ou parcial de todo o processo (FERREIRA, 2010).

No Brasil, há normativos consolidados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que regem a qualidade de energia elétrica, dentre eles estão o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Alguns conceitos tratados neste trabalho acadêmico não estão presentes nesses normativos. Desta forma, faz-se necessária a consulta de normas e recomendações internacionais para complementar os termos discutidos como, por exemplo, o Padrão 519 do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) que versa sobre Práticas Recomendadas e Requisitos para Controle Harmônico em Sistemas Elétricos de Potência.

1.1. Justificativa

O propósito deste trabalho é realizar uma análise da qualidade de energia elétrica nas duas subestações abrigadas de 500 kVA do Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia da Paraíba (IFPB), *Campus* João Pessoa, com o objetivo de identificar a presença de possíveis distúrbios de energia em seu sistema elétrico interno e externo.

A escolha do IFPB deu-se em virtude da programação de manutenções corretiva e preventiva na denominada “Subestação 1”, onde alguns componentes apresentavam descargas de efeito corona em suas estruturas isolantes, como também pela presença de cargas não lineares e de sistema fotovoltaico no *Campus*.

1.2. Objetivos

Neste item serão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos tratados no presente trabalho.

1.2.1. Objetivo Geral

O trabalho tem como objetivo geral analisar a qualidade de energia elétrica do Instituto de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, *Campus* João Pessoa, instalando-se o Analisador de Qualidade de Energia RE7080, da fabricante Embrasul, avaliando nas subestações de energia elétrica do referido Instituto os valores medidos dos níveis de tensão, fator de potência, harmônicos, variação de frequência, variações de tensão de curta duração e transitórios, comparando-os com os valores de referência definidos por normativos nacionais e, quando da omissão destes, por normativos internacionais, verificando-se as causas destes distúrbios no sistema elétrico do IFPB.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Investigar possíveis distúrbios relacionados à QEE tais como fator de potência, transitórios impulsivos ou oscilatórios, variações de tensão de longa e curta duração, desbalanceamento, flutuações de tensão, distorção da forma de onda e variações na frequência da rede;
- Instalar o analisador de QEE e efetuar as medições nas subestações do IFPB;
- Analisar as medições obtidas, comparando-as com o Módulo 8 do PRODIST e com e padrões internacionais como o IEEE 519.
- Descrever os problemas identificados e sugerir soluções potenciais para cada um deles.

1.3. Organização Do Trabalho

A organização do presente trabalho é feita com o objetivo de situar o leitor no âmbito da qualidade da energia elétrica e justificar a necessidade de monitoramento da QEE no estudo de caso da instalação elétrica do IFPB. O objetivo do trabalho traz considerações sobre a legislação vigente, parâmetros de medição, metodologia do estudo e análise dos resultados de acordo com o exposto a seguir. No Capítulo 1 encontra-se o texto introdutório às questões de qualidade da energia, com uma breve explicação acerca da abordagem do assunto neste estudo. Justifica-se a investigação de parâmetros de qualidade de energia elétrica e se expõe a organização do trabalho. No Capítulo 2 apresenta-se uma revisão literária sobre o tema tratado no decorrer do estudo, conceituando os distúrbios, indicadores, normas e padrões de QEE. O Capítulo 3 descreve os métodos utilizados para a realização do trabalho, como a obtenção dos dados e os indicadores utilizados como parâmetros. O Capítulo 4 descreve os resultados, abordando, quando for o caso, as causas dos distúrbios verificados durante o período da análise, comparando-se com os indicadores descritos nos normativos. O Capítulo 5 aborda as considerações finais sobre o estudo realizado, indicando os distúrbios presentes no IFPB e apontando, quando for o caso, as soluções que podem ser adotadas para mitigá-los.

2. QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

Segundo Okumoto (2006), o tema qualidade de energia elétrica vem promovendo diversas discussões por parte dos profissionais na área de engenharia elétrica, concessionárias de energia, fabricantes de equipamentos eletroeletrônicos e consumidores finais. Estabelecer padrões sobre a continuidade do fornecimento de energia elétrica, dos níveis de tensão, distorções harmônicas, fator de potência e demais grandezas elétricas é essencial para manter a QEE disponibilizada aos consumidores finais de tal forma que não gere prejuízos e desconfortos aos mesmos e aos demais consumidores conectados ao sistema elétrico.

As definições sobre QEE variam em função do agente em análise. Segundo a norma da *International Electrotechnical Commission* (IEC) 61000-4-30, do ponto de vista de um fornecedor de energia elétrica, QEE pode ser definida como quão confiável é o seu sistema elétrico. Nesse enfoque busca-se garantir o fornecimento de energia elétrica, isto é, a preocupação está nos índices de interrupção de serviço (COLNAGO, 2009).

Entretanto, de acordo com o dicionário do IEEE, a QEE tem como base a relação de desempenho dos aparelhos e pode ser definida como o conceito de energizar e aterrar equipamentos sensíveis de maneira adequada ao seu funcionamento (DUGAN *et al.*, 2002; COLNAGO, 2009).

Alguns autores, como Dugan *et al.* (2002), buscam uma definição mais ampla para o conceito de QEE tratando-a como a combinação da qualidade da corrente, tensão e frequência, onde a qualidade dessas grandezas é definida como qualquer desvio da medida em relação ao seu valor ideal. Assim, a tensão e a corrente ideais para um sistema elétrico são definidas como duas grandezas senoidais em que a amplitude e a frequência são iguais aos seus valores nominais. Qualquer desvio desses valores do ideal é classificado como um distúrbio.

Segundo Dapper (2013), os problemas de QEE podem ter as suas causas dadas por “um distúrbio na tensão ou na corrente, mas isso é geralmente difícil de distinguir. Essa dificuldade de distinguir entre um distúrbio de tensão ou corrente é uma das razões pela qual o termo qualidade da energia elétrica é utilizado”.

De acordo com Dugan *et al.* (2002), o principal motivo pelo qual há a necessidade do monitoramento e da análise da QEE é o financeiro, pois, existem perdas econômicas sobre as concessionárias, seus clientes e fornecedores de equipamentos. Recentemente, tem havido uma grande ênfase na revitalização da indústria com mais automação e equipamentos mais modernos, que, por exemplo, aumentam as distorções harmônicas.

Percebe-se a importância de constante análise e diagnóstico da QEE, tanto nos sistemas de transmissão e distribuição das empresas de energia elétrica, quanto nas unidades consumidoras (UC), com a finalidade de identificar as falhas e seus motivos, apresentando as soluções mais viáveis com o intuito de reduzir suas consequências. Nas instituições de ensino, esses problemas podem ocasionar impactos tais como a suspensão das aulas por falta de energia elétrica e, do ponto de vista financeiro, os custos com reparos e substituição de equipamentos danificados.

Segundo Gueiros (2011), durante muito tempo a preocupação estava voltada apenas em reduzir a duração das interrupções contínuas de energia elétrica. As questões como distorção harmônica e oscilação da luz emitida por uma lâmpada (*flicker*) não eram abordadas pela comunidade do setor elétrico antes da década de 80, quando tais questões passaram a ser mais debatidas.

O surgimento de novas tecnologias tem influenciado diretamente a forma como o sistema elétrico se comporta. O aumento da presença de cargas não lineares como, por exemplo, a lâmpada LED, e da geração distribuída (GD), tem afetado diretamente a QEE. De acordo com Campos (2016), a utilização de diodos semicondutores, ou ainda equipamentos que utilizam fontes chaveadas podem interferir no fator de potência ou gerar harmônicos na instalação, afetando diretamente a QEE. Dugan *et al.* (2002) citam que a GD tem sido observada devido aos distúrbios causados no sistema elétrico, como variações de tensão, flutuação de tensão e distorção harmônica.

De acordo com Dugan *et al.* (2002), os diversos tipos de distúrbios em QEE se enquadram em sete diferentes categorias, descritas na Tabela 1.

2.1. Transitórios

De acordo com Ferreira (2010), o termo transitório (ou transiente) é utilizado para descrever a ocorrência de um distúrbio de curta duração no sistema elétrico. Variações instantâneas na corrente, cargas de operação intermitente, chaveamento de banco de capacitores e faltas fase-terra são algumas das causas desse fenômeno.

Os transitórios podem ser classificados como impulsivos e oscilatórios. Segundo Dugan *et al.* (2002), eles podem ser causados pelas concessionárias de energia elétrica ou cargas presentes nas instalações das UCs. “Descargas atmosféricas são um caso

Tabela 1 – Categorias e Características Típicas de Fenômenos Eletromagnéticos em Sistemas de Potência.

Categorias	Espectro Típico	Duração Típica	Tensão Típica
1. Transitórios			
1.1. Impulsivos	Tempo de subida entre 5 ns e 1 ms	< 1 ms	
1.2. Oscilatórios	Até 5 MHz	5 μ s – 50 ms	0 – 8 p.u.
2. Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD			
2.1. Instantânea		0,5 – 30 ciclos	< 0,1 – 1,8 p.u.
2.2. Momentânea		30 ciclos – 3 s	< 0,1 – 1,4 p.u.
2.3. Temporária		3 s – 1 min	< 0,1 – 1,2 p.u.
3. Variações de Tensão de Longa Duração – VTLD			
3.1. Interrupção Sustentada		> 1 min	0,0 p.u.
3.2. Subtensão		> 1 min	0,8 – 0,9 p.u.
3.3. Sobretensão		> 1 min	1,1 – 1,2 p.u.
4. Desequilíbrio de Tensão		Estacionário	0,5 – 2%
5. Distorção da Forma de Onda		Estacionário	0 – 20%
6. Flutuação de Tensão		< 25 Hz	Intermitente 0,1 – 7% 0,2 – 2 PST
7. Variação de Frequência		< 10 s	

Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

especial de transitórios devido aos níveis extremamente altos de energia e intervalo de tempo bastante reduzido” (FERREIRA, 2010).

Dugan *et al.* (2002) dizem que as duas principais fontes de sobretensões transitórias em sistema de distribuição são a comutação de capacitores e as descargas atmosféricas. Entre os problemas ocasionados pelos transitórios ressaltam-se a quebra da rigidez dielétrica dos materiais isolantes, provocando descargas parciais (*flashover*), e a redução na vida útil de diversos equipamentos.

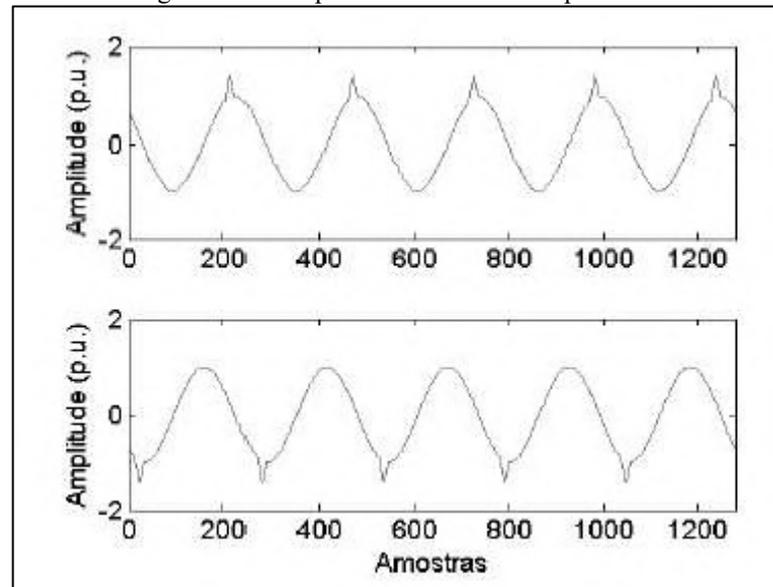
2.1.1. Transitórios Impulsivos

Segundo Dugan *et al.* (2002), “um transitório impulsivo é uma mudança repentina, com frequência distinta daquela do sistema, unidirecional na polaridade (positiva ou negativa), na condição de regime permanente da tensão, corrente ou ambos”.

Geralmente são causados por descargas atmosféricas, caracterizados por seus tempos de subida e descida ou também expressos pelo seu conteúdo espectral (DUGAN *et al.* 2002; FERREIRA, 2010).

A Figura 1 apresenta exemplos característicos de transitórios impulsivos obtidos artificialmente.

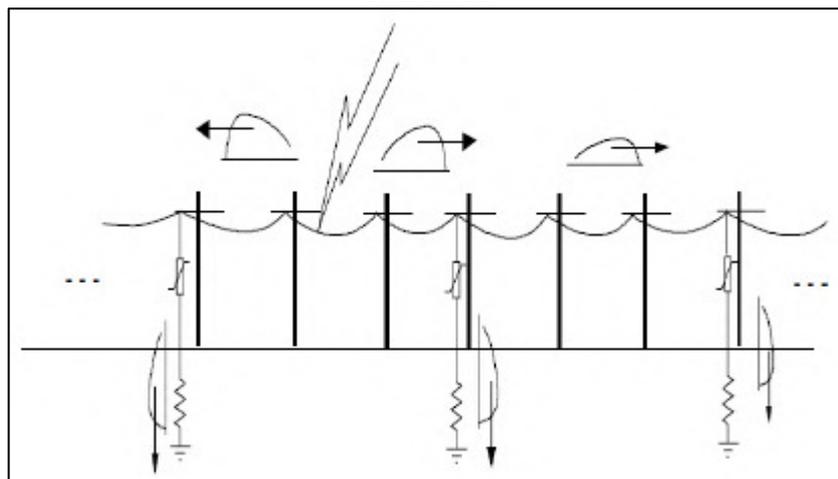
Figura 1 – Exemplos de Transitórios Impulsivos.



Fonte: (FERREIRA, 2010).

As instalações elétricas das transmissoras, concessionárias de energia elétrica e algumas UCs devem possuir para-raios e sistema de aterramento, como ilustrado na Figura 2, capazes de mitigar os efeitos das descargas atmosféricas.

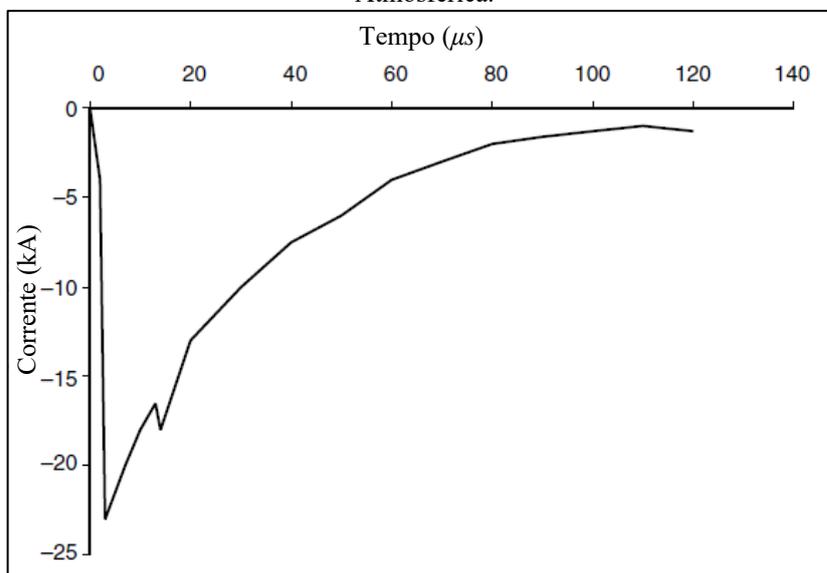
Figura 2 – Utilização de Para-Raios para Amortecimento das Correntes Transitórias.



Fonte: (DUGAN *et al.*, 2002).

No que se refere a caracterização pelos tempos de subida e descida, na Figura 3 pode-se ver um exemplo de transitório impulsivo que atinge seu valor máximo acima de 20 quiloampères (kA) em torno de $1,2 \mu s$ e abaixa, em seguida, para menos da metade de seu valor máximo até os $50 \mu s$ (DUGAN *et al.*, 2002).

Figura 3 – Transitório Impulsivo de Corrente Causado por Descarga Atmosférica.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

A frequência fundamental dos circuitos do sistema de potência pode ser excitada por transitórios impulsivos e gerar transitórios oscilatórios (DUGAN *et al.*, 2002).

2.1.2. Transitórios Oscilatórios

De acordo com Dugan *et al.* (2002), “um transitório oscilatório é uma mudança brusca na frequência fundamental da tensão, corrente ou ambos”. Ainda segundo os autores, são definidos em função do conteúdo espectral (frequência predominante), duração e magnitude, conforme o Tabela 2.

Esses distúrbios são decorrentes de energização de linhas, desenergização de carga indutiva, chaveamento de bancos de capacitores e transformadores, operação de disjuntores e religadores para eliminação de faltas ou em resposta à transitórios impulsivos (DUGAN *et al.*, 2002; FERREIRA, 2010).

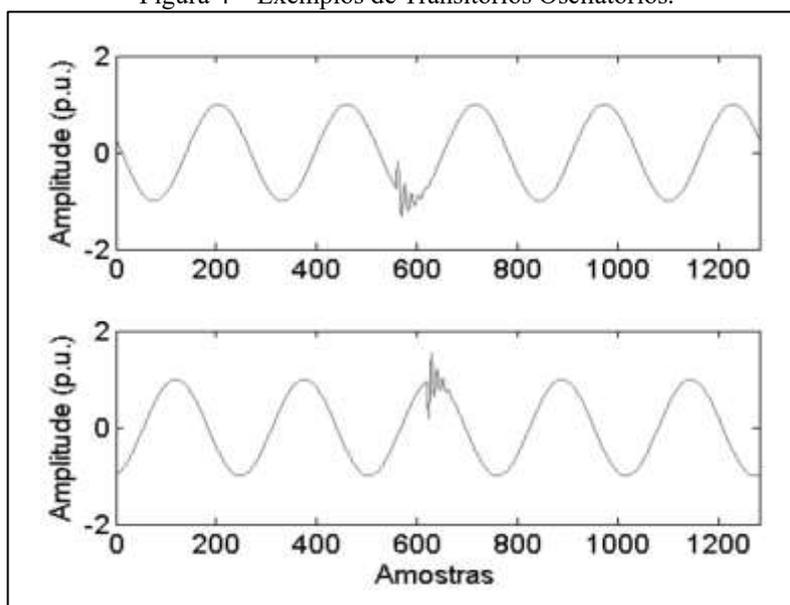
A Figura 4 apresenta exemplos característicos de transitórios oscilatórios obtidos artificialmente.

Tabela 2 – Classificação dos Transitórios Oscilatórios.

Categorias	Espectro Típico	Duração Típica	Tensão Típica
1.2. Transitórios Oscilatórios			
1.2.1. Baixa Frequência	< 5 kHz	0,3 – 50 ms	0 – 4 p.u.
1.2.2. Média Frequência	5 – 500 kHz	20 μ s	0 – 8 p.u.
1.2.3. Alta Frequência	0,5 – 5 MHz	5 μ s	0 – 4 p.u.

Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

Figura 4 – Exemplos de Transitórios Oscilatórios.



Fonte: (FERREIRA, 2010).

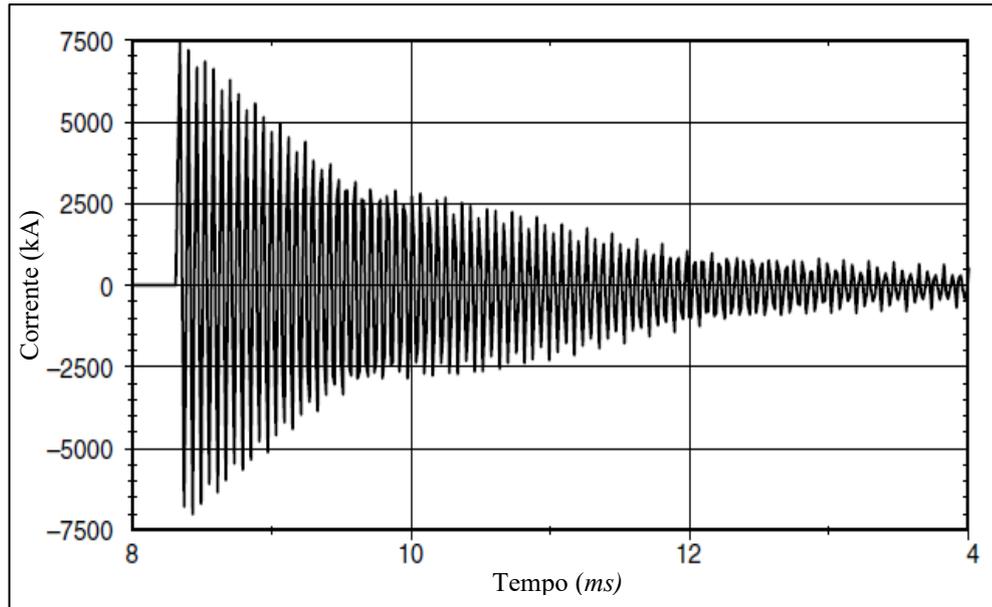
A exemplo do que é descrito na Tabela 2, os transitórios oscilatórios de altas frequências podem ser originados por descargas atmosféricas, enquanto a energização de capacitores em contraposição (*back-to-back*) é comumente causadora de transitórios oscilatórios de média frequência que geram correntes transitórias de dezenas de kHz, como observado na Figura 5.

O chaveamento *back-to-back* envolve a energização de um banco de capacitores em paralelo a outros bancos energizados no mesmo barramento (MINAMIZAKI, 2011).

De acordo com Dugan *et al.* (2002), os capacitores também podem ser causadores de transitórios oscilatórios de baixa frequência, entre 300 e 900 Hz, com tensões de pico frequentemente até 2,0 p.u. e duração de 0,5 a 3 ciclos, conforme é ilustrado na Figura 6.

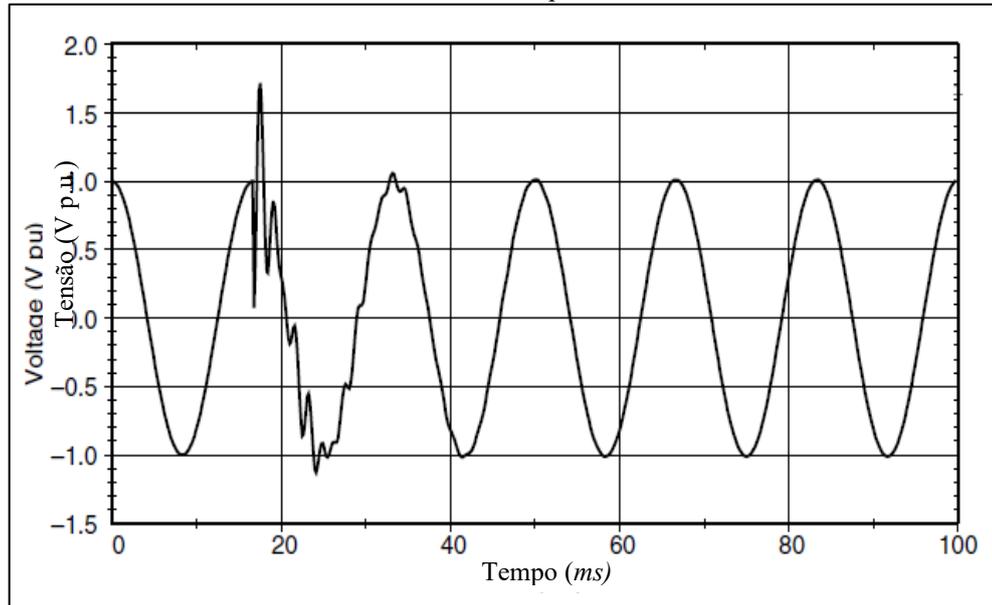
Em bancos de capacitores instalados na baixa tensão, há a recomendação por parte dos fabricantes para que o acionamento das unidades capacitivas seja realizado através de contator específico, dotado de resistores de pré-carga, minimizando os transitórios no momento da

Figura 5 – Transitório Oscilatório Causado pelo Chaveamento de Capacitores “Back-to-Back”.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

Figura 6 – Transitório Oscilatório de Baixa Frequência Causado pela Energização de Banco de Capacitor.

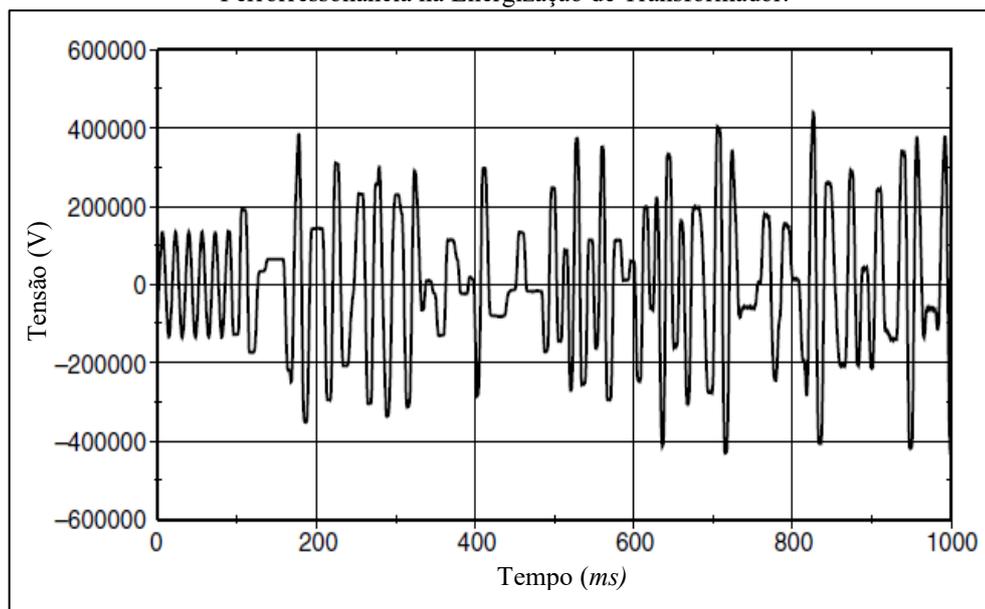


Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

energização. De acordo com WEG (2021), os resistores de pré-carga limitam as correntes de energização (*in-rush*), que podem alcançar valores de 100 vezes a corrente nominal quando as unidades capacitivas são manobradas.

Transitórios oscilatórios com frequências inferiores a 300 Hz também podem estar presentes nos sistemas de distribuição. Nesse caso, estarão geralmente atribuídos aos fenômenos de ferrressonância e energização de transformadores, como ilustrado na Figura 7.

Figura 7 – Transitório Oscilatório de Baixa Frequência Causado por Ferrorressonância na Energização de Transformador.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

2.2. Variações de Tensão de Curta Duração

Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs) são alterações no valor eficaz da tensão, caracterizadas pela elevação (*swell*), afundamento (*sag*) ou interrupção na amplitude da tensão do sistema durante um curto intervalo de tempo (DUGAN *et al.*, 2002; FERREIRA, 2010).

A Tabela 3 detalha as categorias, duração do distúrbio e amplitude da tensão para cada caso das VTCDs.

As VTCDs geralmente são causadas por condições de falta, energização de cargas de grande porte, as quais demandam grandes correntes em seu acionamento, curtos-circuitos ou por intermitentes falhas nas conexões dos cabos do sistema. No caso de falta provocada por curto-circuito, pode ser observado afundamento na fase com a falha, com simultânea elevação nas demais fases. Em grandes consumidores, como indústrias e shoppings, estes fenômenos podem provocar complicações em cascata, como o desligamento de cargas mais vulneráveis, acarretando em prejuízos. Essas variações podem ter impactos significativos em equipamentos eletrônicos sensíveis, como computadores, equipamentos médicos, sistemas de automação industrial, entre outros (DUGAN *et al.*, 2002; FERREIRA, 2010; CAMPOS, 2016).

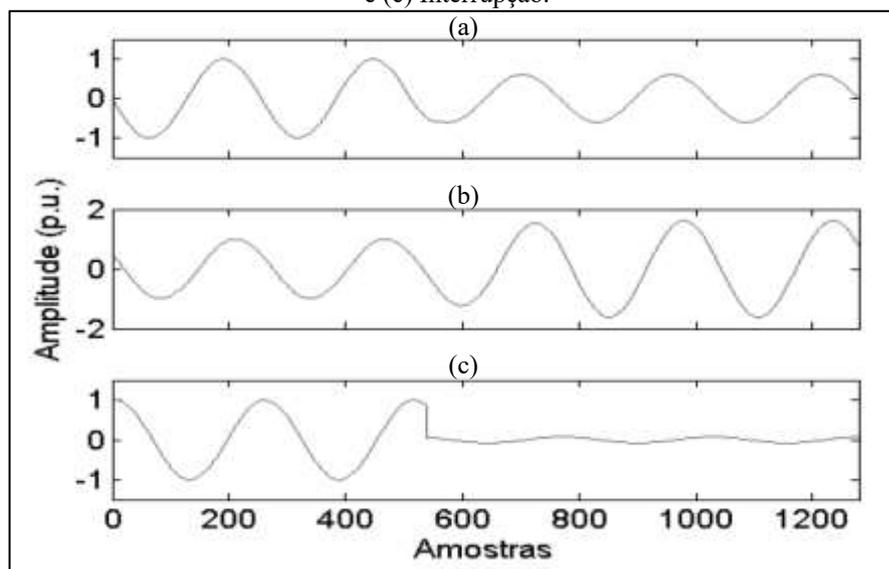
Variações de tensão com afundamento de tensão, elevação de tensão e interrupção de tensão são exemplificados na Figura 8.

Tabela 3 – Classificação das VTCDs.

Categorias	Espectro Típico	Duração Típica	Tensão Típica
2. VTCD			
2.1. Instantânea			
2.1.1. Afundamento (<i>Sag</i>)			0,1 – 0,9 p.u.
2.1.2. Elevação (<i>Swell</i>)		0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 p.u.
2.1.3. Interrupção			< 0,1 p.u.
2.2. Momentânea			
2.2.1. <i>Sag</i> (Afundamento)			0,1 – 0,9 p.u.
2.2.2. <i>Swell</i> (Elevação)		30 ciclos – 3 s	1,1 – 1,4 p.u.
2.2.3. Interrupção			< 0,1 p.u.
2.3. Temporária			
2.1. <i>Sag</i> (Afundamento)			0,1 – 0,9 p.u.
2.2. <i>Swell</i> (Elevação)		3 s – 1 min	1,1 – 1,2 p.u.
2.3. Interrupção			< 0,1 p.u.

Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

Figura 8 – Exemplos de Variações de Tensão: (a) Afundamento, (b) Elevação e (c) Interrupção.



Fonte: Adaptado (FERREIRA, 2010).

O Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021) não conceitua as variações instantâneas de tensão e possui valores de referência distintos ao da Tabela 3 para as variações temporárias, que podem variar de 3 segundos a 3 minutos, conforme descrito na Tabela 4.

Tabela 4 – Classificação das VTCDs de Acordo com o Módulo 8 do PRODIST.

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da Tensão
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual e 3 segundos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior a 1,1 p.u.
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Temporária de Tensão	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior a 1,1 p.u.

Fonte: (ANEEL, 2021).

2.2.1. Afundamento de Tensão

Define-se em Martinho (2013) afundamento de tensão como “uma redução no valor eficaz da tensão, entre 0,1 e 0,9 p.u., na frequência fundamental, com duração entre 0,5 ciclo e um minuto”.

Os afundamentos de tensão (*sag* ou *dip*) caracterizam-se pela sua amplitude, tempo de duração e frequência de ocorrência. Diante de uma falta, o número de afundamentos e suas características são influenciados por alguns fatores, dentre eles (MENEZES, 2007):

- tipo da falta: trifásica, trifásica à terra, bifásicas, bifásicas a terra e fase-terra;
- localização da falta: conforme a localização da falta, o afundamento de tensão pode afetar muitos ou poucos consumidores. Faltas em sistemas de transmissão com tensões

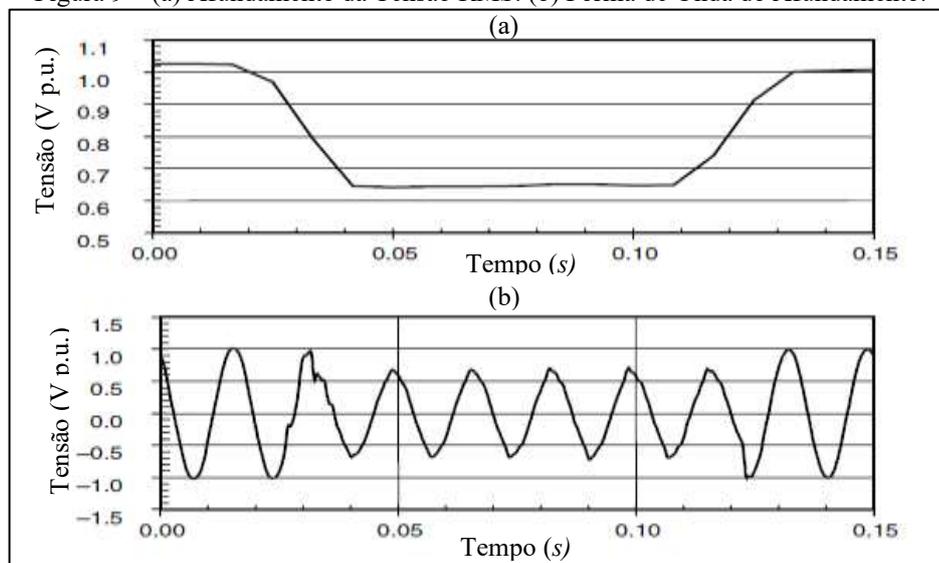
iguais ou superiores a 230 kV tendem a impactar um número maior de consumidores se comparadas às faltas em redes de distribuição de 13,8 kV;

- impedância da falta: raramente os pontos de curtos-circuitos possuem impedância nula, logo, percebe-se uma redução na severidade do afundamento de tensão;
- tensão pré-falta: o número de afundamentos de tensão pode aumentar em caso de tensões diferentes de 1 p.u.;
- sistema de proteção: a duração do distúrbio depende diretamente do tempo de atuação do sistema de proteção; e
- sistemas de religamento: a frequência de ocorrência de afundamentos de tensão está correlacionada com a existência de sistema de religamento e com a origem de curtos-circuitos.

De acordo com Dugan *et al.* (2002), as durações dos afundamentos de tensão estão subdivididas em três categorias: instantânea, momentânea e temporária. Ambas coincidem com as três categorias das interrupções e elevações de tensão.

A Figura 9 mostra o sinal da tensão RMS (*Root Mean Square*) (a) e a sua forma de onda senoidal (b) na ocorrência de afundamento de tensão que pode ser associado a uma falta fase-terra em alimentador de subestação. Existe um afundamento de 80% durante cerca de 3 ciclos até que o disjuntor da subestação seja capaz de interromper a corrente de falta.

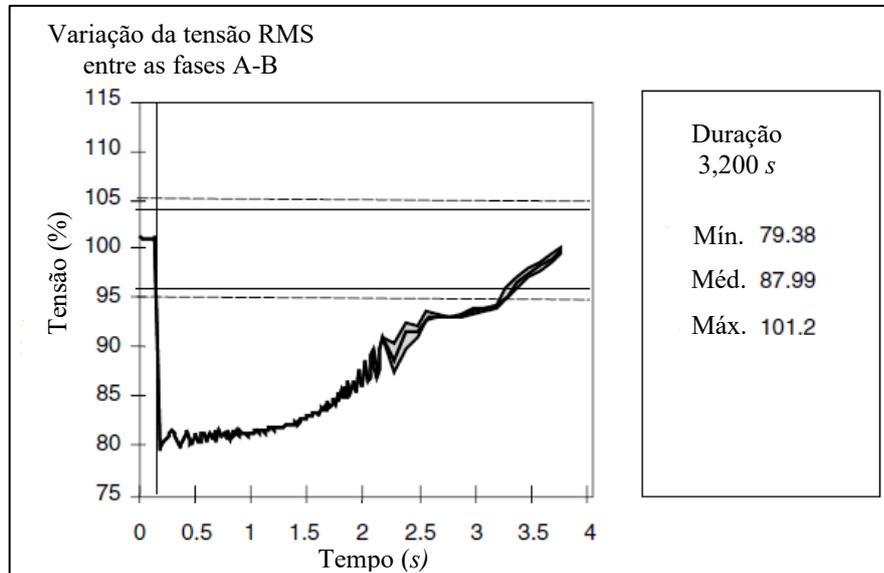
Figura 9 – (a) Afundamento da Tensão RMS. (b) Forma de Onda do Afundamento.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

Os afundamentos de tensão geralmente estão associados a falhas do sistema, mas também podem ser causados pela energização de cargas pesadas, pela partida de grandes motores, conforme mostra a Figura 10, e pela energização de transformadores (DUGAN *et al.*, 2002; MAMEDE, 2017).

Figura 10 – Afundamento de Tensão Temporário Causado por Acionamento de Motor.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

A partida em um motor de indução resulta em um afundamento acentuado na tensão, seguida por uma recuperação gradativa. No caso de acionamento com a máxima tensão, o afundamento, por unidade da tensão nominal do sistema, é dado pela Equação 1 (DUGAN *et al.*, 2002)

$$V_{Min}(p.u.) = \frac{V(p.u.) \cdot kVA_{SC}}{kVA_{LR} + kVA_{SC}} \quad (1)$$

onde:

$V(p.u.)$ é a tensão do sistema, por unidade;

kVA_{LR} é a potência aparente do motor com rotor bloqueado, em quilovolt-ampère (kVA); e

kVA_{SC} é a potência aparente de curto-circuito do sistema no motor, em kVA.

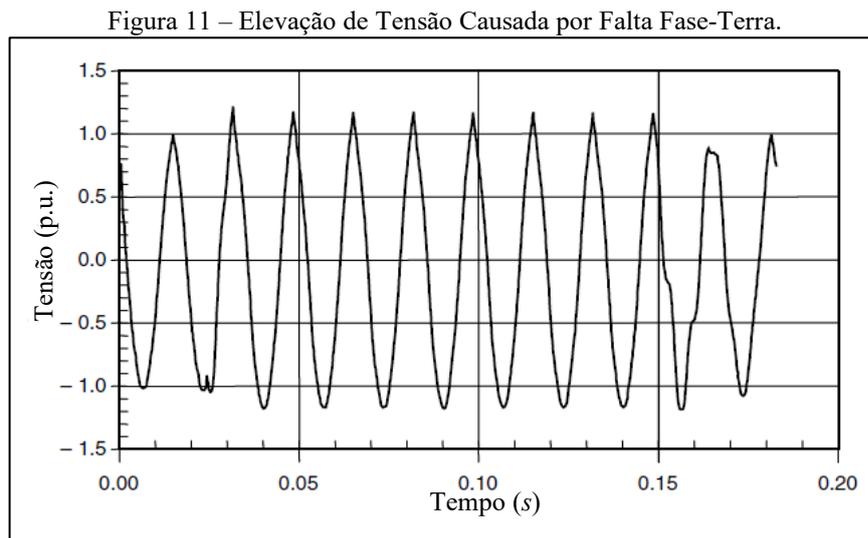
Segundo Aldabó (2001), os afundamentos de tensão podem causar reinicialização ou falha nos processos em computadores, sistemas de telecomunicação, sistemas de imagem, atuadores de velocidade variável, equipamentos biomédicos e fontes alternativas de energia.

2.2.2. Elevação de Tensão

De acordo com Martinho (2013), define-se elevação de tensão (*swell*) como um “aumento no nível de tensão eficaz acima do valor nominal entre 1,1 e 1,8 p.u., com duração entre 0,5 ciclo e um minuto e deve ocorrer na frequência fundamental”.

Semelhante ao afundamento de tensão, as elevações podem ocorrer em situações de falta no sistema elétrico. Nestes casos, a severidade da elevação de tensão durante a condição de falta é determinada pela localização da falta, impedância do sistema e do aterramento. Em sistema não aterrado, com impedância de sequência zero infinita, a tensão fase-neutro nas fases não aterradas podem chegar a 1,73 p.u. (DUGAN *et al.*, 2002; MARTINHO, 2013).

A Figura 11 mostra uma elevação de tensão ocasionada por uma falta fase-terra.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

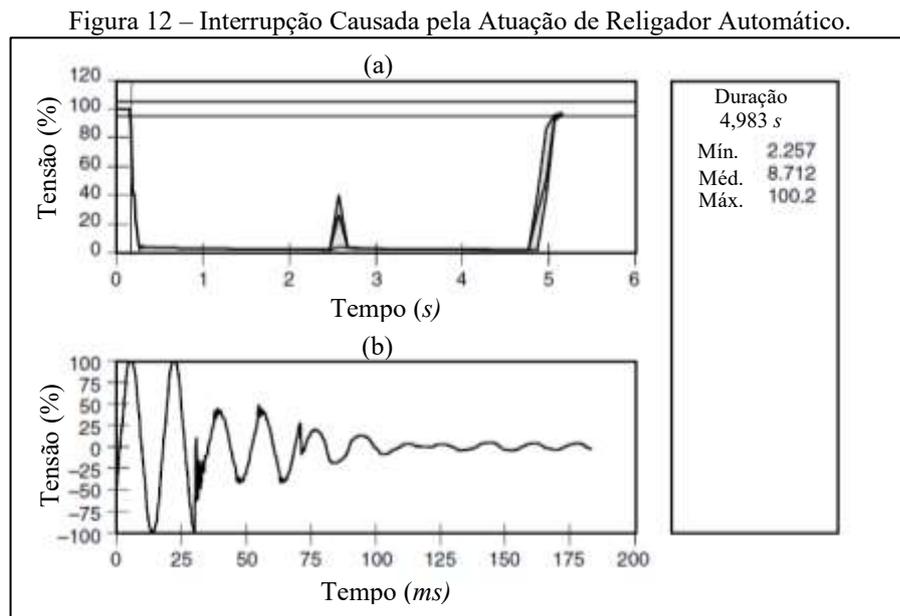
As elevações de tensão podem ocasionar a reinicialização ou desligamento de equipamentos eletrônicos por atuação da proteção interna dos equipamentos, a exemplo dos varistores, componentes não lineares que alteram drasticamente a sua resistência quando submetidos a uma tensão acima da nominal (ALDABÓ, 2001; CAPELLI, 2013).

2.2.3. Interrupção

Conforme mostra a Tabela 3, uma interrupção no fornecimento da tensão refere-se à situação em que o seu suprimento diminui para valores inferiores a 0,1 p.u., com duração entre 0,5 ciclo e 1 minuto.

Segundo Dugan *et al.* (2002), quando causadas por faltas no sistema da concessionária de energia elétrica, tem seu tempo determinado pela operação de dispositivos de proteção, a exemplo dos religadores, que são programados para operar instantaneamente. Geralmente, esses dispositivos limitam a interrupção a tempos inferiores a 30 ciclos.

A Figura 12 representa este distúrbio, onde o dispositivo de proteção interrompeu o fornecimento e fez a primeira religação automática em aproximadamente 2,5 segundos. Não sendo efetivo, interrompeu novamente e reestabeleceu o fornecimento de energia na segunda religação. No gráfico (a) vê-se o sinal RMS da tensão em uma das fases, enquanto no gráfico (b) tem-se a forma de onda da tensão detalhando o tempo que o religador atuou a partir do instante em que a falta ocorre.

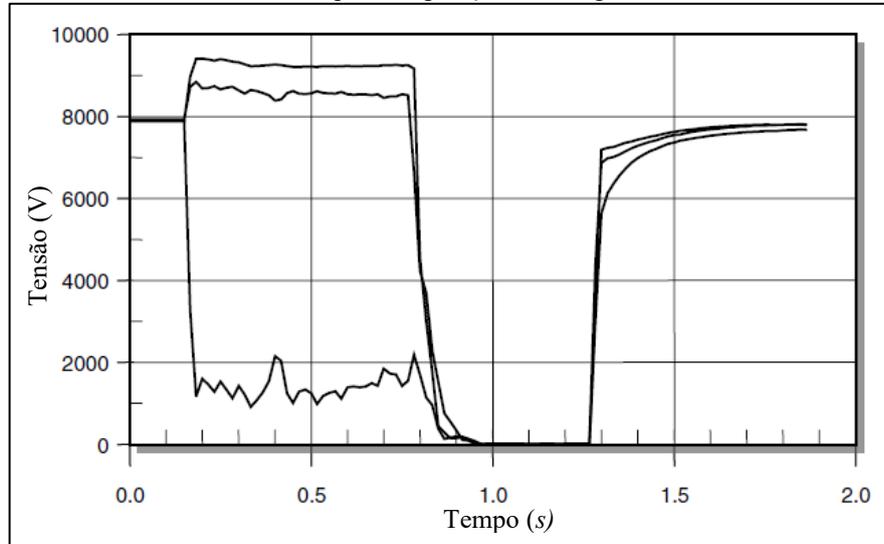


Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

Algumas interrupções podem ser precedidas por um afundamento de tensão quando são devidas a faltas no sistema. O afundamento de tensão ocorre entre o momento em que uma falha é iniciada e o dispositivo de proteção opera. A Figura 13 mostra uma interrupção em que,

durante uma falta, a tensão em uma fase cai para cerca de 20% por cerca de 3 ciclos e, posteriormente, cai para zero por cerca de 0,5 s até que o religador atue (DUGAN *et al.*, 2002).

Figura 13 – Tensões RMS para uma Interrupção Devido a Falha na Rede e Subsequente Operação do Religador.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

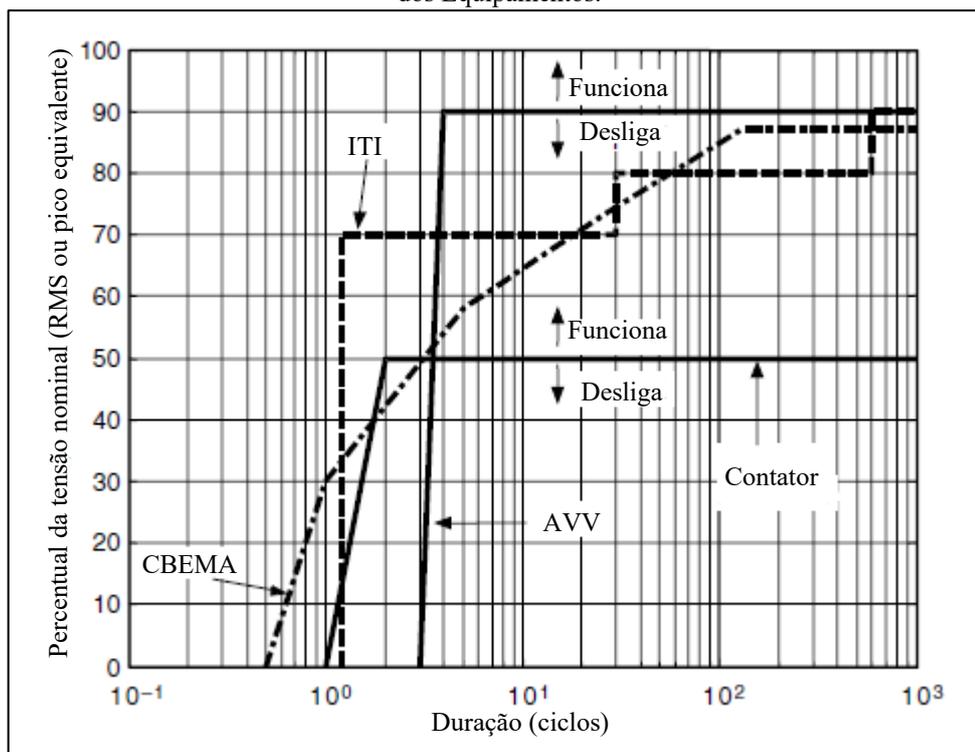
2.2.4. Curva CBEMA e Curva ITI

Em relação às VTCDs e para padronizar os níveis de tensão inferiores e superiores suportados por equipamentos elétricos, a *Computer and Business Equipment Manufacturers Association* (CBEMA) elaborou uma curva de tolerância dos equipamentos aos distúrbios, denominada de Curva CBEMA. Essa curva foi posteriormente atualizada pelo *Information Technology Industry Council* (ITIC), e renomeada como curva ITI levando-se em consideração as características atuais do sistema de distribuição de energia elétrica e a tolerância dos equipamentos aos distúrbios (DUGAN *et al.*, 2002; MATINHO, 2013).

De acordo com Dugan *et al.* (2002), os contadores para motores estão suscetíveis a paradas quando a tensão de alimentação cai abaixo de 0,5 p.u. No caso de acionadores de velocidade variável (AVV) a tensão abaixo de 0,9 p.u. pode causar falhas em seu funcionamento, conforme mostram as curvas CBEMA e ITI descritas na Figura 14.

Controladores lógicos programáveis (CLP), computadores e AVVs são cargas mais sensíveis a quedas de energia. Afundamentos de tensão que acometam os CLPs ou microprocessadores podem resultar no mau funcionamento ou desenergização das bobinas de contator, perda de programação em relés auxiliares e atuação da proteção do AVV levando a

Figura 14 – Curvas Típicas de Capacidade de Resistência à Queda de Tensão dos Equipamentos.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

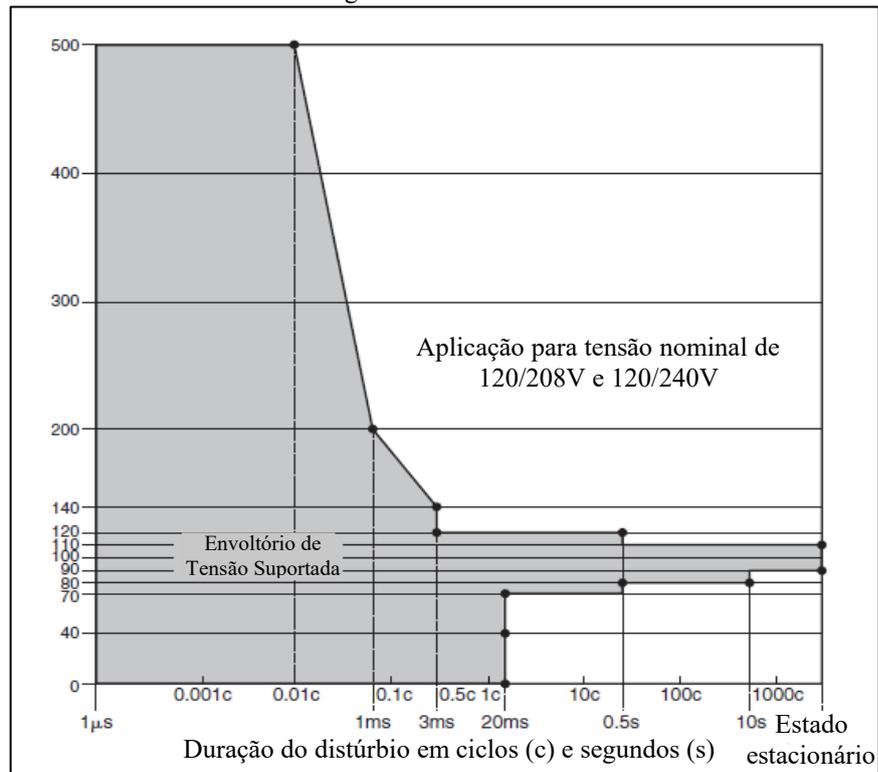
desligamentos ou interrupções de parte ou de todo um processo. (DUGAN, *et al.* 2002; MARTINHO, 2013).

A Figura 15 mostra a sensibilidade dos equipamentos de informática em resposta às alterações na tensão e sua duração para equipamentos alimentados 120/208V e 120/240V. De acordo com a curva ITI, os aparelhos suportam até 5 vezes a tensão nominal desde que o tempo da elevação seja inferior a 0,01 ciclo, mas podem ser danificados quando a tensão for superior a 10% da tensão nominal e a duração for maior que 0,5 segundo. Em geral, os dispositivos podem tolerar altos níveis de variação de tensão para eventos com duração inferior a 1 milissegundo. (DUGAN, *et al.* 2002; MARTINHO, 2013).

2.3. Variação de Tensão de Longa Duração

As variações de tensão de longa duração (VTLD) são caracterizadas pela alteração do valor RMS da tensão na frequência fundamental do sistema por um período maior que 1 minuto. Essas variações podem ser caracterizadas como sobretensão (*overvoltage*) e subtensão (*undervoltage*).

Figura 15 – Curva ITI.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

Em geral, ambas podem ser causadas por variações de carga, faltas do sistema elétrico, falha em transformadores e em dispositivos de segurança (MARTINHO, 2013).

O Módulo 8 do PRODIST aborda o tema tratando como interrupções de longa duração, caracterizando-as com duração maior ou igual a 3 minutos (ANEEL, 2021).

2.3.1. Interrupções Sustentadas

De acordo com Dugan *et al.* (2002), as interrupções sustentadas são caracterizadas pela ausência de tensão RMS por mais de 1 minuto.

As interrupções no fornecimento de energia elétrica geralmente são causadas por falhas acidentais no sistema de proteção, tais como a queima de fusíveis ou abertura de disjuntores. Além disso, elas também podem ocorrer de forma programada para realização de manutenções preventivas (MARTINHO, 2013).

Sobre os problemas acarretados pelas interrupções sustentadas causadas, por exemplo, com a abertura de elementos a fusível, Dugan *et al.* (2002) alertam para perdas relacionadas ao processo produtivo e à mão-de-obra.

Segundo Martinho (2013) com o objetivo de reduzir os impactos das interrupções prolongadas no fornecimento de energia elétrica, costuma-se empregar medidas como a instalação de *nobreaks* ou o uso de grupos geradores, a fim de garantir o funcionamento das cargas cuja falta de energia possa acarretar prejuízos significativos.

2.3.2. Sobretensões

Diz-se em Dugan *et al.* (2002) que a sobretensão é um aumento na tensão RMS na frequência fundamental a valores superiores a 1,1 p.u., por um período superior a 1 minuto.

As sobretensões resultam da baixa regulação no sistema elétrico, regulador de tensão desajustado ou por flutuação nas cargas conectadas à rede elétrica. Além dessas causas, os bancos de capacitores também podem provocar esse distúrbio. (ALDABÓ, 2001; DUGAN *et al.* 2002).

Dentre os problemas causados pelas sobretensões, Capelli (2013) cita o sobreaquecimento de motores, a queima de placas eletrônicas e o acionamento de sistemas de proteção.

2.3.3. Subtensões

Segundo Dugan *et al.* (2002), a subtensão é caracterizada pela queda na tensão RMS na frequência fundamental do sistema inferior a 0,9 p.u. com duração superior a 1 minuto.

A queda de tensão em uma linha de transmissão é influenciada por diversos fatores, como a corrente que a percorre, o fator de potência e a impedância da rede. Como resultado, os consumidores situados mais longe da subestação geralmente são submetidos a uma tensão menor, devido à maior impedância dos cabos e quantidade de cargas conectadas ao longo da linha. Diz-se em Capelli (2013) que em determinados momentos do dia onde há maior carregamento do sistema elétrico a subtensão é mais frequente.

Para reduzir a incidência desse distúrbio, a instalação de banco de capacitores nas linhas de transmissão e distribuição é realizada para regular a tensão do sistema elétrico, além de corrigir o fator de potência (MAMEDE, 2013).

Em contraponto, a subtensão reduz o fornecimento da potência reativa fornecida pelos capacitores, visto que essa é diretamente proporcional ao quadrado da tensão nos terminais desses equipamentos, como pode ser visto na Equação 2,

$$Q_c = \frac{V^2}{X_c} \quad (2)$$

onde:

Q_c é a potência reativa capacitiva;

V é a tensão nos terminais do capacitor; e

X_c é a reatância capacitiva.

Em alguns casos em que o sistema de distribuição da concessionária de energia elétrica percorre grandes distâncias para atender uma determinada UC ou um grupo destas, utiliza-se o regulador de tensão para corrigir a subtensão ocasionada pela queda de tensão na linha. De acordo com Mamede (2013), este equipamento é um tipo de autotransformador que possui várias derivações no seu enrolamento série, projetado para manter um nível específico de tensão em uma rede de distribuição, mesmo quando aquela sofre variações além dos limites estabelecidos.

2.4. Desequilíbrio de Tensão

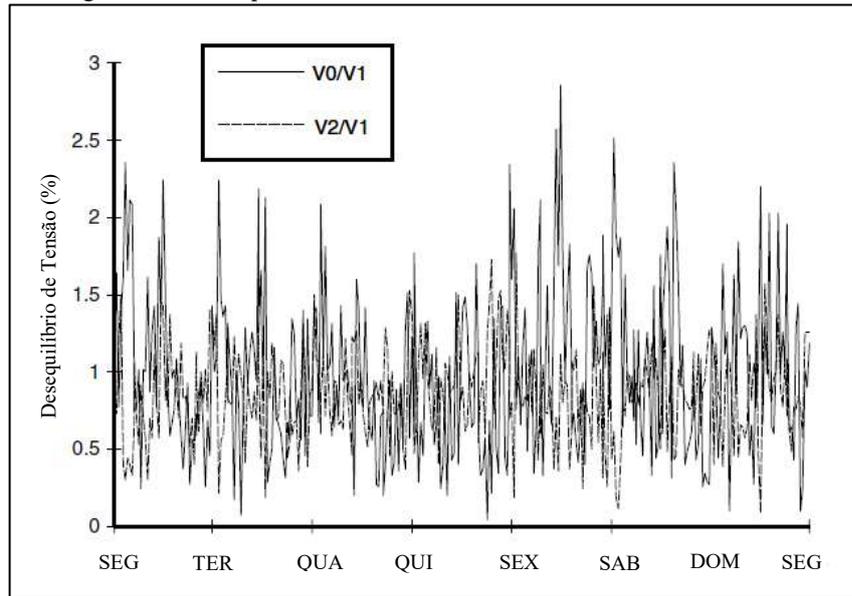
Segundo Dugan *et al.* (2002) o desequilíbrio de tensão é definido como o desvio máximo da média das tensões de fase, expresso como uma porcentagem. Esse desequilíbrio é frequentemente observado em sistemas trifásicos que alimentam cargas monofásicas. O desequilíbrio também pode ser definido pela razão entre as componentes de sequência negativa ou zero sobre a componente de sequência positiva das componentes simétricas.

Mehl (2001) cita que outras causas do desequilíbrio de tensão são a assimetria da rede, gerada pelos tipos de transformadores de distribuição utilizados e a natureza da carga que, com diferentes níveis de corrente, afetam a curva de carga diária.

A Figura 16 apresenta um exemplo de desequilíbrio das componentes simétricas de um alimentador residencial durante uma semana.

Para determinar o desequilíbrio de tensão, o Módulo 8 do PRODIST utiliza como indicador o Fator de Desequilíbrio (FD) descrito na Equação 3, onde considera-se as componentes simétricas (ANEEL, 2021),

Figura 16 – Desequilíbrio de Tensão em um Alimentador Residencial.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \quad [\%] \quad (3)$$

sendo:

$FD\%$ o fator de desequilíbrio de tensão;

V_- a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa na frequência fundamental; e

V_+ a magnitude da tensão eficaz de sequência positiva na frequência fundamental.

De forma alternativa, o Módulo 8 do PRODIST descreve a Equação 4 para determinar o FD,

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad [\%] \quad (4)$$

em que o valor de β é definido pela Equação 5,

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad [\%] \quad (5)$$

sendo:

V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} as magnitudes das tensões eficazes de linha na frequência fundamental.

O Módulo 8 do PRODIST traz os limites para o indicador do desequilíbrio de tensão conforme o valor nominal dessa grandeza, sendo 3% para tensões abaixo de 2,3 kV e 2% para valores maiores que 2,3 kV e menores que 230 kV (ANEEL, 2021).

2.5. Distorção da Forma de Onda

Dugan *et al.* (2002) definem a distorção da forma de onda como uma desconformidade no estado estacionário de uma onda senoidal na frequência fundamental, caracterizada, principalmente, pelo conteúdo espectral do desvio. A Tabela 5 mostra os cinco principais tipos de distorção da forma de onda.

Tabela 5 – Principais Tipos de Distorção da Forma de Onda.

Categories	Espectro Típico	Duração Típica	Tensão Típica
5. Distorção da Forma de Onda			
5.1. Componente CC (<i>DC Offset</i>)		Estacionário	0 – 0,1%
5.2. Harmônicos	0 – 100 ^a	Estacionário	0 – 20%
5.3. Interharmônicos	0 – 6 kHz	Estacionário	0 – 2%
5.4. Corte (<i>Notching</i>)		Estacionário	
5.5. Ruído (<i>noise</i>)	Banda Larga	Estacionário	0 – 1%

Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

2.5.1. Componente de Corrente Contínua (CC)

De acordo com Dugan *et al.* (2002), componente de corrente contínua, ou componente CC, é a presença na rede de componente de corrente contínua no sistema elétrico de corrente alternada (CA), geralmente causada pela utilização de retificadores de meia-onda.

Este distúrbio tem efeito prejudicial em transformadores, causando aquecimento em seu núcleo, e em conectores e eletrodos, provocando corrosões eletrolíticas (KERN, 2008).

2.5.2. Harmônicos

Harmônicos são sinais senoidais de tensão ou corrente com frequências que são múltiplos inteiros da frequência na qual o sistema elétrico foi projetado para operar. Formas de

onda periódicas distorcidas podem ser decompostas como uma soma infinita de senoides através da série de Fourier, descrita na Equação 6,

$$f(x) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(n\omega x) + b_n \sin(n\omega x) \quad (6)$$

onde:

$f(x)$ é a função periódica a ser decomposta;

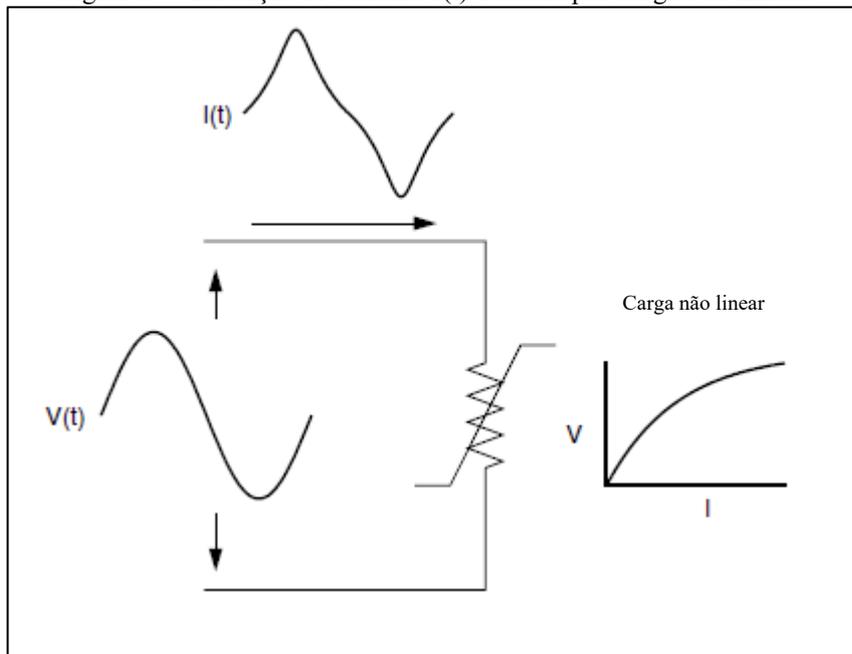
a_0 , a_n e b_n são os coeficientes da série de Fourier;

ω é a frequência angular, dada por $\omega = 2\pi/T$, onde T é o período da função periódica; e

n é um número inteiro positivo que representa a ordem da onda harmônica.

A distorção harmônica é causada pelas características não lineares de dispositivos e cargas conectados ao sistema de energia, conforme ilustra a Figura 17 (DUGAN *et al.*, 2002; DAPPER, 2013).

Figura 17 – Distorção de Corrente $I(t)$ Causada por Carga Não Linear.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

Os equipamentos elétricos controlados eletronicamente como retificadores, inversores de frequência e dispositivos equipados com fontes chaveadas, possuem uma característica inerente que é a sua não linearidade. Isso significa que, por exemplo, dependendo da topologia

do conversor eletrônico utilizado, a corrente de entrada é acionada em um determinado período ou ângulo da oscilação senoidal. Como resultado, esses equipamentos tendem a distorcer a forma de onda da tensão ou corrente que lhes é fornecida, gerando, assim, uma distorção harmônica prejudicial à rede elétrica (MEHL, 2001; DAPPER, 2013).

Segundo Cividino (1992), a distorção harmônica causada por cargas não lineares também pode acarretar problemas às concessionárias de energia elétrica, causando o disparo de relés de proteção, aquecimento de linhas de distribuição e transmissão e o aumento do risco de ressonância harmônica devido à presença, no sistema elétrico, de banco capacitores para correção do fator de potência.

A Tabela 6 apresenta exemplos de harmônicos de ordens ímpares múltiplos de um sistema elétrico de 60 Hz e suas frequências equivalentes.

Tabela 6 – Componentes Harmônicos e Suas Frequências.

Ordem	Frequência (Hz)
1 ^a (Fundamental)	60
3 ^a	180
5 ^a	300
7 ^a	420
9 ^a	540

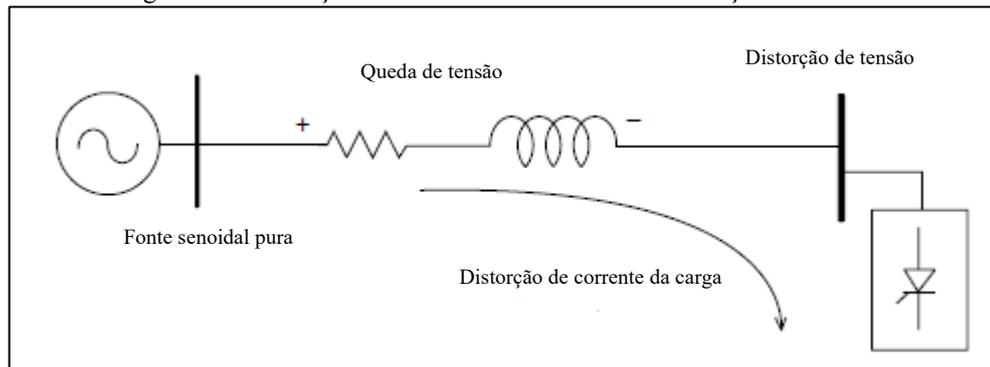
Fonte: Adaptado (CAMPOS, 2016).

A distorção harmônica gerada pelas cargas não lineares está presente no sinal de corrente e tensão. Dugan *et al.* (2002) cita que as cargas não lineares são, em regra, fontes de correntes harmônicas, as quais causam a distorção harmônica de tensão em diversos pontos barramento quando circulam pelas impedâncias do sistema, conforme ilustra a Figura 18.

As distorções harmônicas são comumente expressadas como percentual da frequência fundamental. Para análise das componentes harmônicas presentes em um determinado sinal, é feita a decomposição espectral, conforme exemplo da Figura 19, que mostra a distorção harmônica de corrente causada pela energização de transformador, onde a distorção de 3^a e 5^a ordem são de aproximadamente 50% e 20%, respectivamente.

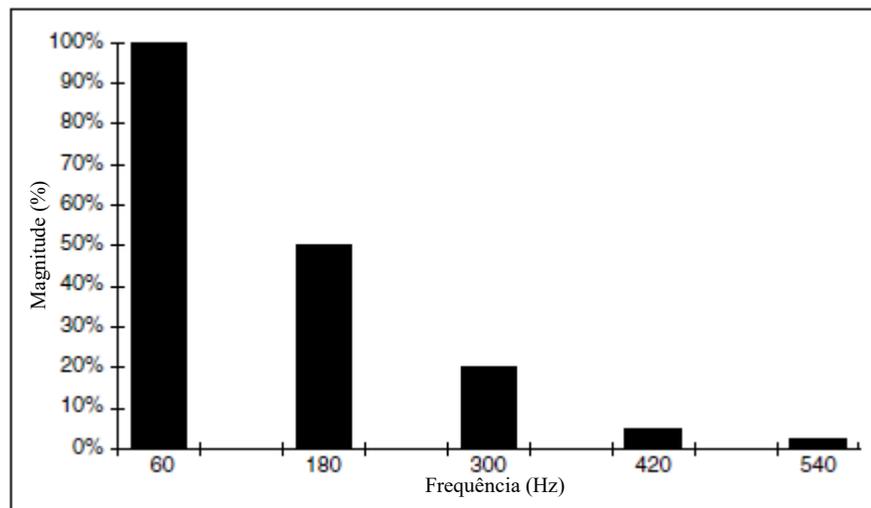
Segundo Dugan *et al.* (2002), os terceiros harmônicos e seus múltiplos devem ter uma atenção especial pois, como são de sequência zero, influenciam na corrente que circula no condutor neutro em conexões estrela-aterrada, aumentando o fluxo dessa grandeza nos

Figura 18 – Distorção de Corrente Resultando em Distorção de Tensão.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

Figura 19 – Espectro Harmônico da Corrente de Magnetização de Transformador.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

enrolamentos do transformador. Em geral, são ocasionados por cargas monofásicas que utilizam conversores, como as fontes chaveadas.

De acordo com Dapper (2013), o índice mais utilizado para avaliar a distorção harmônica é a Distorção Harmônica Total (DHT), ou *Total Harmonic Distortion (THD)*, em inglês, descrito na Equação 7:

A Norma IEC 61000-4-7 define os métodos de medição e análise de distorção harmônica, assim como define índices para avaliação da distorção harmônica. O índice mais utilizado na avaliação da distorção harmônica é o índice de distorção harmônica total [...]

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} Y_h^2}}{Y_1} \quad (7)$$

onde:

Y_h representa as componentes harmônicas e interharmônicas para tensão ou corrente; e

Y_1 representa a amplitude da componente fundamental para tensão ou corrente.

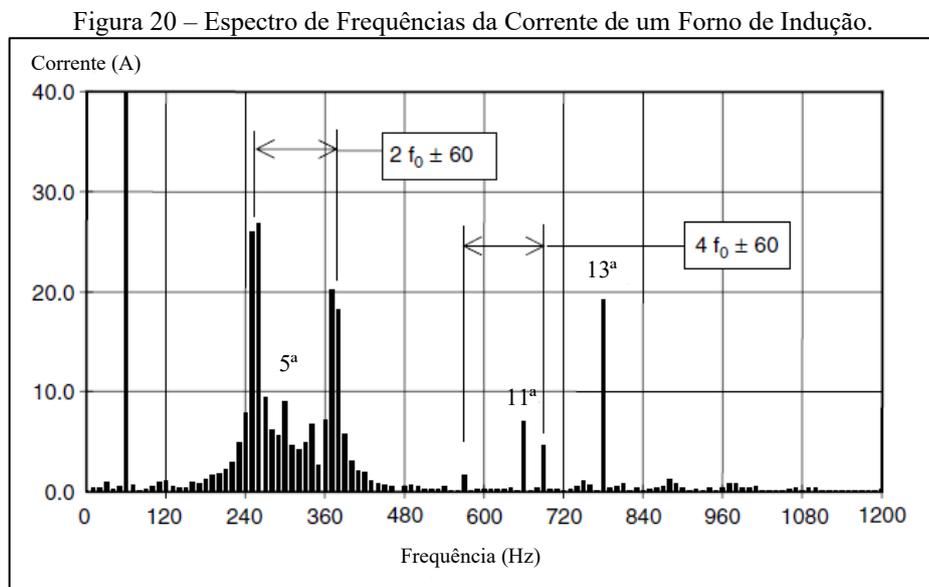
Segundo Dugan *et al.* (2002), alguns dos problemas causados pelas distorções harmônicas são as ressonâncias série e paralela entre banco de capacitores e transformadores ou rede elétrica, que podem provocar aquecimento dos cabos, diminuição da potência entregue pelos transformadores, aumento da corrente de neutro e redução do fator de potência.

2.5.3. Interharmônicos

Os interharmônicos, ao contrário dos harmônicos, são ondas periódicas cujas frequências não são múltiplas da frequência fundamental. Em outras palavras, as frequências interharmônicas correspondem às frequências localizadas entre duas frequências harmônicas adjacentes (DUGAN *et al.*, 2002).

Segundo Hafner (2006) “as principais fontes de distorções na forma de onda por interharmônicos são os conversores estáticos de frequência, ciclo-conversores, motores de indução e dispositivos a arco”.

A Figura 20 mostra o espectro de frequência das correntes de um forno de indução.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

2.5.4. Corte

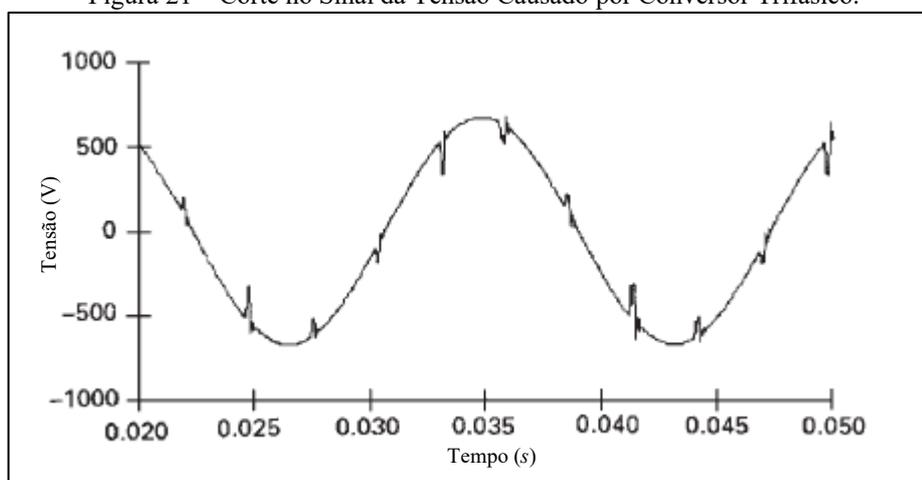
Segundo Dugan *et al.* (2002), o corte ou *notching* “é um distúrbio de tensão periódico causado pela operação normal de dispositivos eletrônicos de potência quando a corrente é comutada de uma fase para outra”.

“O *Notching* representa o afundamento abrupto da tensão que ocorre em cada alternância, podendo ou não cair a zero ou mudar de sinal” (MEHL, 2001).

As frequências associadas ao distúrbio podem ser bastante elevadas e não são facilmente caracterizadas pelos equipamentos de medição normalmente utilizados para análise de harmônicos (DUGAN *et al.*, 2002).

A Figura 21 mostra um exemplo do sinal de conversor trifásico de corrente contínua que comuta uma fase para outra, onde ocorre um curto circuito momentâneo entre as duas fases, que afundam rapidamente a tensão com tendência para o zero.

Figura 21 – Corte no Sinal da Tensão Causado por Conversor Trifásico.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

2.5.5. Ruído

Segundo Martinho (2013), o ruído caracteriza-se “como um sinal elétrico com frequência menor que 200 kHz, superpondo-se ao sinal de potência, seja corrente ou tensão, que circula pelos condutores fase ou neutro de uma instalação elétrica”.

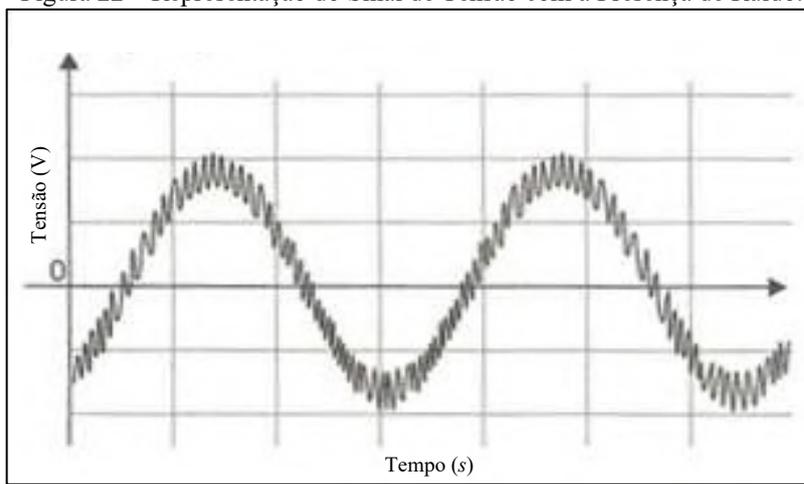
Em geral, o ruído é causado por dispositivos eletrônicos com fontes chaveadas ou retificadores e fornos a arco. O ruído também pode ser gerado em equipamentos eletromagnéticos que não possuem blindagem ou aterramento adequados, sendo capaz de

ocasionar interferência em outros equipamentos presentes na instalação (DUGAN *et al.*, 2002; MARTINHO, 2013).

Esse distúrbio caracteriza-se como sendo de modo comum, quando ocorre entre neutro e terra, ou de modo normal, aparecendo entre fases ou fase e neutro (ALDABÓ, 2001; MARTINHO, 2013).

A Figura 22 ilustra um ruído em uma onda de tensão alternada.

Figura 22 – Representação do Sinal de Tensão com a Presença de Ruído.



Fonte: Adaptado (MARTINHO, 2013).

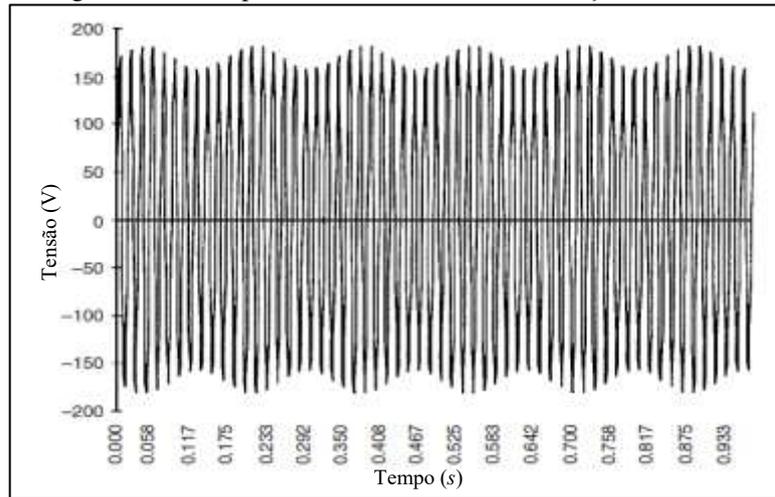
2.6. Flutuação de Tensão

Segundo Dugan *et al.* (2002) as flutuações de tensão (ou *flicker*) são variações sistemáticas do sinal ou uma série de mudanças aleatórias da tensão, cuja magnitude normalmente varia de 0,9 a 1,1 p.u. De acordo com os mesmos autores, de forma técnica, a flutuação de tensão conceitua-se como um fenômeno eletromagnético, ao passo que o *flicker* é um resultado causado pela flutuação de tensão em algumas cargas.

De acordo com Mehl (2001) “o *flicker* é basicamente constatado através da impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso de lâmpadas, principalmente as do tipo incandescentes”. A Figura 23 mostra um exemplo de flutuação de tensão causadora de *flicker*.

Segundo o Módulo 8 do PRODIST, são descritos dois indicadores para definir a severidade da flutuação de tensão. O PST (do inglês, *Probability Short Term*) “representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 min” (ANEEL, 2021).

Figura 23 – Exemplo da Forma de Onda da Flutuação de Tensão.



Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

A Equação 8 é definida para o cálculo do indicador.

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08PP_{50}} \quad (8)$$

onde:

P_i ($i = 0,1; 1; 3; 10; 50$) corresponde ao nível de flutuação de tensão que foi ultrapassado durante $i\%$ do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar, de acordo com o procedimento estabelecido na Norma IEC: IEC 61000-4-15. *Flickermeter – Functional and Design Specifications*.

O segundo indicador, que é obtido através de 12 medições do primeiro, é o PLT (do inglês, *Problability Long Term*) e “representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 horas” (ANEEL, 2021).

A Equação 9 é definida para o cálculo do indicador.

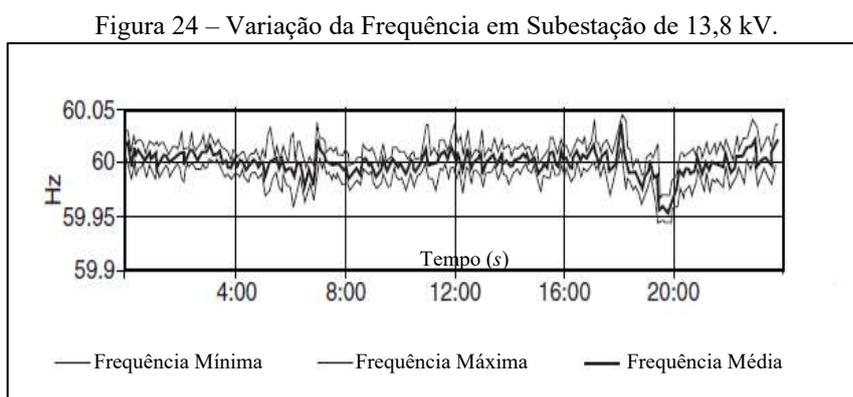
$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (9)$$

2.7. Variações de Frequência

As variações de frequência são desvios no valor da frequência fundamental, originados normalmente no ponto de geração da energia elétrica. (MARTINHO, 2013).

Segundo Dugan *et al.* (2002) esse distúrbio é geralmente provocado por falhas no sistema de transmissão de energia, retirada de grande bloco de carga ou de uma grande fonte de geração do sistema elétrico.

A ilustração do exemplo de variação na frequência no barramento de uma subestação de 13,8 kV durante um período de 24 horas é apresentada na Figura 24.



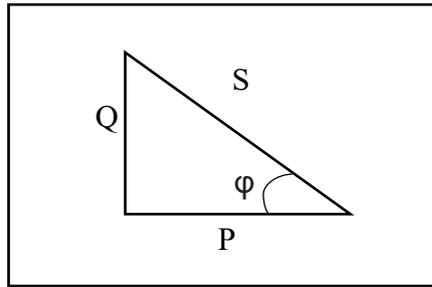
Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

2.8. Fator de Potência

“A potência é o valor mais importante em sistemas de energia elétrica, eletrônicos e de comunicação, pois envolvem transmissão de energia de um ponto a outro” (ALEXANDER; SADIKU, 2013). A potência recebida por uma determinada carga pode ser compreendida em três, a depender das características dessa carga, de tal forma que cada uma tem sua contribuição dentro do sistema elétrico.

Segundo Chapman (2013) a potência ativa (P) é a potência média que uma determinada fonte fornece a uma carga. A potência que continuamente vai e vem entre a fonte e a carga é conhecida como potência reativa (Q). A potência aparente (S) fornecida a uma carga é definida como o produto entre a tensão e a corrente que circula nessa carga. Uma das possibilidades de demonstrar como as potências se relacionam entre si é utilizando o conceito de triângulo das potências, visto na Figura 25

Figura 25 – Triângulo das Potências.



Fonte: Adaptado (CHAPMAN, 2013).

onde:

$$S = V \cdot I \text{ (VA)}; \quad (10)$$

$$P = V \cdot I \cdot \cos \varphi \text{ (W)}; \text{ e} \quad (11)$$

$$Q = V \cdot I \cdot \sin \varphi \text{ (var)}. \quad (12)$$

Em circuitos CA pode existir diferença de fase entre os sinais de tensão e corrente alternadas fornecidas à carga. O cosseno do ângulo φ no triângulo das potências é conhecido como fator de potência (FP) e é uma medida de quanto da potência fornecida é convertida em potência útil ou trabalho. “Como não é possível distinguir se uma carga é indutiva ou capacitiva baseando-se apenas no fator de potência, costuma-se dizer também se a corrente está atrasada ou adiantada em relação à tensão sempre que um fator de potência é fornecido” (CHAPMAN, 2013).

Observando o triângulo de potências, tem-se que o fator de potência pode ser dado das seguintes formas:

$$FP = \cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (13)$$

De acordo com Mamede Filho (2013), as causas do baixo FP estão relacionadas com motores trabalhando a vazio ou superdimensionados, transformadores operando a vazio, reatores para lâmpadas de descarga, fornos a arco, fornos de indução eletromagnética, máquinas de solda a transformador e equipamentos eletrônicos. Em sua maioria, essas cargas são predominantemente indutivas.

O avanço da tecnologia favorece a redução da demanda de energia elétrica solicitada do sistema e, por conseguinte, a redução na fatura de energia elétrica das UCs. Atualmente, há uma

crescente utilização de luminárias LED e condicionadores de ar com a tecnologia *inverter*. Segundo Rangel (2020), fabricantes de condicionadores de ar *inverter* afirmam que o equipamento pode reduzir em até 40% o consumo de energia elétrica em comparação aos equipamentos convencionais.

Em contraponto às cargas citadas anteriormente, como motores e transformadores, de acordo com Lopes *et al.* (2016), Starosta (2017) e Scozzina *et al.* (2021), os condicionadores de ar *inverter* e as luminárias LED têm características majoritariamente capacitivas.

Silva (2009) destaca que a possibilidade de sobrecarga e o aumento das perdas na rede elétrica, a redução dos níveis de tensão e a cobrança de ônus na fatura de energia elétrica estão dentre os problemas relacionados a um baixo fator de potência

A correção do FP consiste em equilibrar a quantidade de energia reativa indutiva com a energia reativa capacitiva para que uma compense a outra. Segundo a Resolução Normativa (REN) nº 1000 (ANEEL,2021), que “Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica”, o fator de potência de referência é de 0,92, indutivo ou capacitivo a depender do posto horário definido pelas concessionárias.

A utilização de bancos de capacitores é comumente utilizada com a finalidade de corrigir o FP. Dugan *et al.* (2002) citam que um efeito colateral potencial de adicionar capacitores para correção do fator de potência é que eles podem aumentar os transitórios de tensão na rede das concessionárias de energia elétrica em pelo menos 1,3 a 1,4 p.u. quando os bancos de capacitores são chaveados.

2.8.1. Fator de Potência de Deslocamento e Fator de Potência Real

Mamede Filho (2013) cita que alguns equipamentos necessitam de energia reativa para realizar a sua operação. “A energia reativa indutiva é consumida por aparelhos normalmente dotado de bobinas. Já a energia reativa capacitiva pode ser gerada por motores síncronos superexcitados ou por capacitores”. As energias reativas indutiva e capacitiva circulam pelas linhas de transmissão e distribuição, mas não produzem trabalho útil.

Rampinelli, Dias, Krenzinger (2008) afirmam que “em circuitos de potência que contém apenas cargas lineares, o fator de potência depende somente da diferença de fase entre a tensão e a corrente, sendo conhecido como fator de potência de deslocamento”. O FP de deslocamento pode ser calculado utilizando-se as energias ativa (EA) e reativa (ER), dadas em quilowatt-hora (kWh) e quilovolt-ampère-reactivo-hora (kvarh), respectivamente, como descrito na Equação 14.

$$FP = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} = \cos \varphi \quad (14)$$

Efeitos colaterais indesejados podem ocorrer quando componentes harmônicos estão presentes em uma instalação. Um deles é afetar negativamente a QEE, reduzindo o FP da instalação elétrica de uma UC. A determinação do fator de potência na presença de componentes harmônicos pode ser obtida pela Equação 15, com base na medição da DHT e do FP de deslocamento.

$$FP_{real} = \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 + \left(\frac{DHT}{100}\right)^2}} \quad (15)$$

O valor da DHT pode ser calculando tanto para a tensão como para a corrente e seu valor é expresso em percentual da componente fundamental. A Equação 6, descrita anteriormente, mostra como é obtido a DHT com base nas componentes harmônicas.

2.8.2. Energia Solar Fotovoltaica e Excedente Reativo

A descentralização das fontes de geração de energia elétrica é fator crucial para a segurança, confiabilidade e economicidade do Sistema Interligado Nacional. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2020) “a expansão de sistemas descentralizados de produção e uso de energia teria como benefício a postergação de investimentos de expansão da rede, a redução de perdas com transmissão e distribuição, além de uma possível alocação mais eficiente de recursos”.

Em relação à geração distribuída, há uma predominância dos consumidores finais pelas fontes de energia fotovoltaica. Segundo a ANEEL (2023), há um total de 1.917.643 UCs conectadas a algum tipo de geração distribuída, das quais 1.916.955 utilizam a fonte de geração oriunda da radiação solar e têm o somatório de 20,75 gigawatts (GW) de potência instalada.

Deve-se atentar que, quanto ao aumento das fontes de energia fotovoltaica, há o problema em relação a capacidade do sistema elétrico em acomodar as variações de carga e à previsão de geração. Entretanto, espera-se que, com o avanço tecnológico, ganhe-se flexibilidade e dinamismo dentro do sistema de distribuição. De acordo com EPE (2020):

[...] com avanços tecnológicos em redes elétricas inteligentes (REI), geração distribuída (GD) e armazenamento de energia, espera-se que o sistema elétrico ganhe flexibilidade, torne-se mais dinâmico aos requisitos operativos instantâneos, e acomode variações de geração, principalmente por conta das fontes fotovoltaica e eólica, atuando inclusive como elemento facilitador da penetração desses recursos renováveis variáveis no sistema, para os quais, além da variabilidade, a incerteza quanto à previsibilidade será um elemento relevante a ser avaliado.

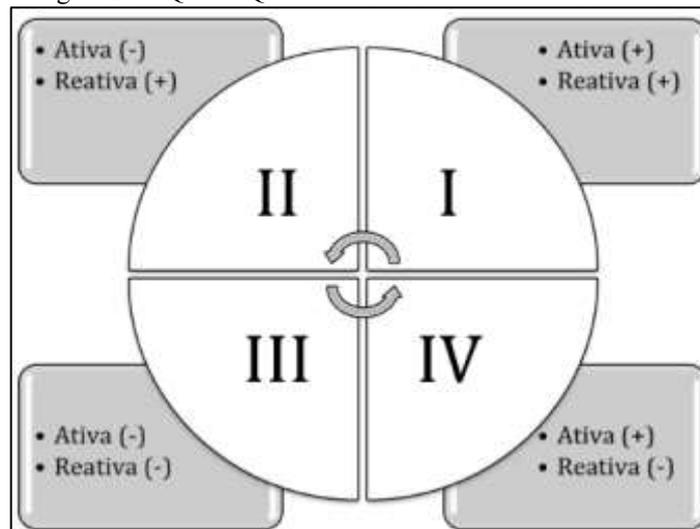
No que se refere a GD, em relação a caracterização dos tipos de sistemas que podem ser conectados à rede, a ANEEL (2016) os distingue em minigeração e microgeração, levando-se em consideração a potência do sistema instalado:

Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes.

Pinto, Zilles e Bet (2012) afirmam que “no caso da minigeração distribuída deverá ser instalado um medidor de 4 quadrantes que possibilita o faturamento de excedente de reativos”.

A Figura 26 mostra o conceito dos quatro quadrantes atribuídos aos medidores bidirecionais utilizados em consumidores que possuem minigeração.

Figura 26 – Quatro Quadrantes de Potências Ativa e Reativa.



Fonte: (SIQUEIRA *et al.*, 2014).

Segundo Siqueira *et al.*, a Tabela 7 traz a descrição das informações do ponto de vista da concessionária de energia elétrica que podem ser obtidas de acordo com o sentido do fluxo de potência em uma UC a qual possui sistema de minigeração distribuída e um medidor bidirecional para monitoramento das grandezas elétricas utilizando a teoria dos quatro quadrantes, onde (i) e (c) são indutivo e capacitivo, respectivamente.

Tabela 7 – Descrição dos Quatro Quadrantes.

<i>Quadrante</i>	<i>Fator de Potência</i>	<i>Energia</i>	
		<i>Ativa</i>	<i>Reativa</i>
I	Atrasado (i)	Fornecendo	Fornecendo
II	Adiantado (c)	Recebendo	Fornecendo
III	Atrasado (i)	Recebendo	Recebendo
IV	Adiantado (c)	Fornecendo	Recebendo

Fonte: Adaptado (SIQUEIRA *et al.*, 2014).

Caso haja injeção de EA no sistema por parte do sistema fotovoltaico (SFV), o fluxo de potência pode se dar no sentido consumidor-concessionária, dependendo do quanto dessa energia o equipamento estiver injetando. Nesse caso, se a EA demandada pela carga for menor em comparação à injetada pelo inversor, a direção do fluxo de potência será invertida. Com isso, a leitura do medidor de quatro quadrantes, que é responsável por avaliar a característica reativa do sistema, indicará o sistema como sendo capacitivo. Observando-se a Tabela 7, se o inversor fornecer uma quantidade de EA menor do que a carga, com característica indutiva, demanda, a medição do sistema apresentará uma característica de carga indutiva (quadrante I). Por outro lado, se o inversor fornecer uma quantidade maior de EA do que a carga, a medição apresentará uma característica de carga capacitiva (quadrante II), sendo verdadeiro também o contrário (DA SILVA *et al.*, 2016; TAVEIRA, 2019).

Pinto, Zilles e Bet (2012) afirmam que haverá o faturamento caso ocorra a redução do FP em grades consumidores que optam por instalar sistemas fotovoltaicos para reduzir o consumo de EA.

“Como o sistema fotovoltaico conectado à rede normalmente trabalha com fator de potência unitário, o reativo necessário para funcionamento dos equipamentos será demandado da rede e será cobrado pela concessionária” (GUSMAN *et al.*, 2014).

2.8.3. Faturamento de Energia e Demanda Reativas

Conforme as definições estabelecidas pela REN nº 1000 (ANEEL, 2021), o FP das unidades consumidores pertencentes ao grupo A tem como limite mínimo permitido o valor de 0,92 indutivo ou capacitivo, enquanto, aos consumidores do grupo B, não é permitida a cobrança do reativo excedente. Ocorrerá a cobrança devido ao consumo de energia elétrica e à

demanda de reativos excedentes, seguindo os critérios do artigo 304 daquela resolução normativa, conforme as Equações 16 e 17,

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n [EEAM_T] \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \times VR_{ERE} \quad (16)$$

onde:

E_{RE} é o valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “ f_R ”, no período de faturamento, em reais (R\$);

$EEAM_T$ é o montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “ T ” de uma hora, durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

f_R é o fator de potência de referência igual a 0,92 (noventa e dois décimos);

f_T é o fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “ T ” de uma hora, durante o período de faturamento;

VR_{ERE} é o valor de referência equivalente à tarifa de energia “TE” da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1, em reais por megawatt-hora (R\$/MWh);

T indica intervalo de uma hora, no período de faturamento;

n indica o número de intervalos de integração “ T ”, por posto tarifário “ p ”, no período de faturamento;

$$D_{RE}(p) = \left[\sum_{T=1}^n \text{MAX} \left(DAM_T \times \frac{f_R}{f_T} \right) - DAF_{(p)} \right] \times VR_{DRE} \quad (17)$$

onde:

$D_{RE}(p)$ é o valor, por posto tarifário “ p ”, correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “ f_R ” no período de faturamento, em reais (R\$);

DAM_T é a demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de uma hora “ T ”, durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);

$DAF_{(p)}$ é a demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “ p ” no período de faturamento, em quilowatt (kW);

VR_{DRE} é o valor de referência, em reais por quilowatt (R\$/kW), equivalente às tarifas de demanda de potência - para o posto tarifário fora de ponta - das tarifas aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul;

MAX é a função que identifica o valor máximo da equação, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto tarifário “ p ”;

T indica o intervalo de uma hora, no período de faturamento;

p indica o posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias; e

n indica o número de intervalos de integração “ T ”, por posto tarifário “ p ”, no período de faturamento;

A REN nº 1000 (ANEEL, 2021) estabelece que, para a apuração do E_{RE} e do $D_{RE}(p)$, as distribuidoras de energia elétrica devem definir o período de seis horas consecutivas, entre às 23h30 e 6h30, em que somente FP menores que 0,92 capacitivo devam cobrados. O FP menor que 0,92 indutivo deverá ser contabilizado nos horários complementares.

As UCs pertencentes ao grupo A que optarem pelo faturamento com a aplicação da tarifa do grupo B, terão, quando for o caso, o faturamento sobre o excedente reativo (ANEEL, 2021).

2.9. Analisadores de Qualidade de Energia Elétrica

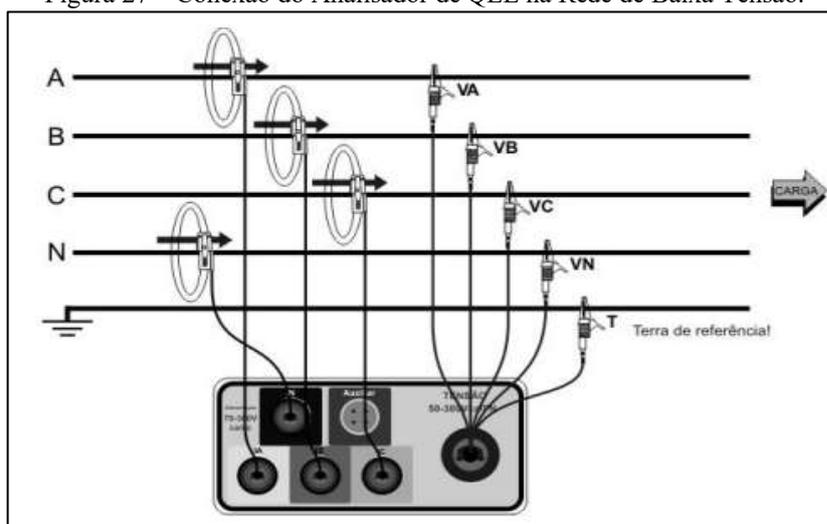
O surgimento de novas tecnologias tem facilitado o monitoramento da QEE. Segundo Ferreira (2010) o aprimoramento constante do processamento digital de sinais, microprocessadores e dispositivos de armazenamento de dados, tornou-se possível a criação de equipamentos de monitoramento das grandezas elétricas.

Um desses equipamentos é o analisador de QEE. “Um analisador de QEE é um dispositivo capaz de medir tensão e corrente em sistemas monofásicos e polifásicos, e, através dessas grandezas medidas, calcular os parâmetros de análise de QEE” (DAPPER, 2013).

Os analisadores de QEE podem ser conectados diretamente em sistemas de baixa tensão, como visto na Figura 27. No entanto, em sistemas de média e alta tensão, é necessário utilizar transformadores de potencial e corrente para conectar esses analisadores ao sistema elétrico (DAPPER, 2013).

Esses equipamentos são capazes de verificar e armazenar dados dos valores RMS de tensão e corrente, espectro e distorções harmônicas, transitórios, potências e fator de potência.

Figura 27 – Conexão do Analisador de QEE na Rede de Baixa Tensão.



Fonte: (EMBRASUL, 2023).

Para isso, utilizam-se conversores analógico-digital com alta resolução para obtenção dos dados (FERREIRA, 2010, EMBRASUL, 2023).

Em alguns modelos de equipamentos, é possível acessar as informações localmente, permitindo a visualização das formas de onda e valores das grandezas elétricas, ou remotamente, quando possuem conexão com a internet. Esse acesso remoto evita a necessidade de um técnico se deslocar até o ponto de medição do analisador para coletar as informações (DAPPER, 2013).

2.10. Normas de Qualidade de Energia Elétrica

Neste item serão brevemente abordadas as normas e os procedimentos tratados dentro do tópico de QEE.

2.10.1. Módulo 8 do PRODIST

Do ponto de vista normativo no Brasil, utilizam-se índices estabelecidos pela ANEEL para identificar e classificar alguns distúrbios de QEE. Segundo a ANEEL (2022), os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST trazem padrões e critérios que devem ser seguidos para o bom funcionamento de todo o sistema de distribuição elétrica.

No que se refere à qualidade do fornecimento de energia elétrica, o Módulo 8 do PRODIST descreve critérios que devem ser observados sobre a qualidade do produto, qualidade do serviço, qualidade comercial e segurança do trabalho e instalações.

2.10.2. IEEE 519

O Padrão IEEE 519-1992 estabelece as Práticas Recomendadas e Requisitos para Controle de Harmônicos em Sistemas Elétricos de Potência para Consumidores Finais e Concessionárias de Energia Elétrica, propondo limitar a injeção de correntes harmônicas por parte daqueles de modo que os níveis de tensão harmônica no sistema de energia estejam em dentro dos limites aceitáveis (DUGAN *et al.*, 2002).

Para usuários finais individuais, o padrão IEEE 519-1992 limita o nível de injeção de corrente harmônica no ponto de acoplamento comum (PAC). Para as concessionárias de energia elétrica, uma vez que a distorção de tensão harmônica surge da interação entre as correntes distorcidas e a impedância do sistema da concessionária, esta é a principal responsável por limitar a distorção da tensão no PAC (DUGAN *et al.*, 2002).

2.10.3. IEC 61000

A IEC estabeleceu uma série de documentos, que formam a norma IEC 61000, que trata de termos e conceitos relacionados à compatibilidade eletromagnética de sistemas elétricos e equipamentos. A Norma IEC 61000 apresenta dois textos com orientações sobre os limites de emissão de harmônicos de corrente por equipamentos conectados em sistemas elétricos de baixa tensão. O texto IEC 61000-3-2 estabelece os limites para equipamentos com correntes menores que 16 ampères (A) por fase, enquanto o texto IEC 61000-3-4 define os limites para equipamentos com correntes superiores a 16 A. Para sistemas elétricos de média e alta tensão, as regulamentações sobre os limites de emissão de harmônicos de corrente são definidas pelo texto IEC 61000-3-6 (DAPPER, 2013).

2.10.4. EN50160

A EN 50160 é uma regulamentação europeia que estabelece os padrões de excelência para o fornecimento de energia elétrica. Essa norma detalha as especificações de tensão nos

pontos de fornecimento de energia para consumidores, bem como nas redes públicas de distribuição de baixa e média tensão, sob condições operacionais usuais. (DUGAN *et al.*, 2002).

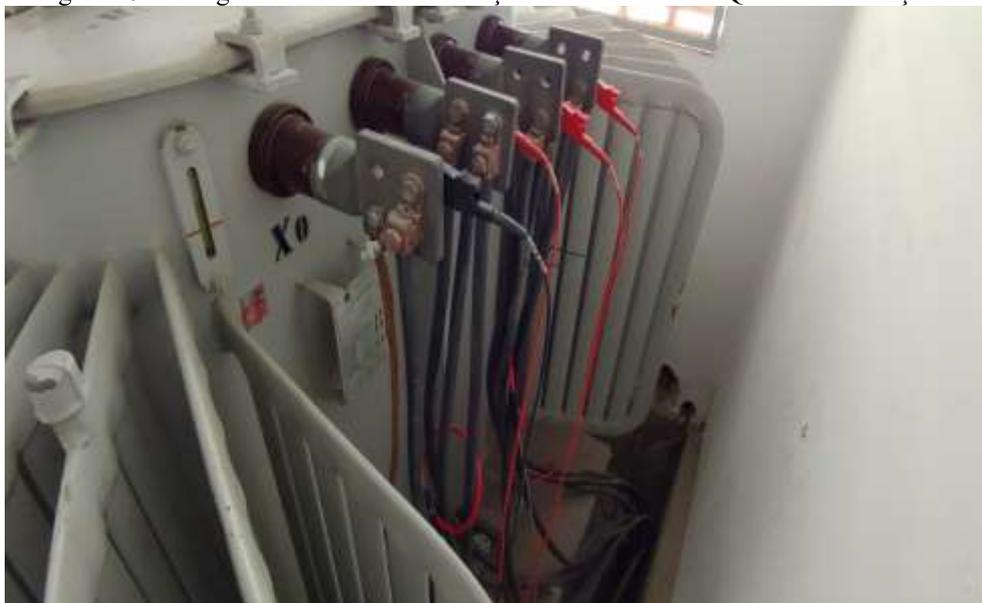
A norma estabelece um conjunto de parâmetros e perturbações de QEE a serem avaliados, descrevendo suas características e limites que precisam ser respeitados. Além disso, essa regulamentação define os métodos e procedimentos para a medição dos parâmetros de QEE. Os limites da EN50160 são praticamente equivalentes aos níveis de compatibilidade da IEC 61000-3-6 para tensões harmônicas (DUGAN *et al.*, 2002; DAPPER, 2013).

3. METODOLOGIA

Neste trabalho serão avaliados os indicadores de níveis de tensão, fator de potência, distorção harmônica de tensão e corrente, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variação de frequência, variação de tensão de curta e longa duração e eventos transitórios ocorridos na instalação elétrica das subestações abrigadas do IFPB durante os períodos de medição.

Para isso, efetuou-se medições no lado de baixa tensão das duas subestações de 500 kVA presentes na instituição de ensino, instalando-se o analisador de QEE diretamente nas buchas do secundário na Subestação 1 e no barramento principal do quadro geral de baixa tensão na Subestação 2, conforme Figuras 28 e 29, respectivamente. Foi possível instalar o analisador de QEE no ponto descrito da Subestação 1, pois esta foi desenergizada durante a realização das manutenções preventiva e corretiva.

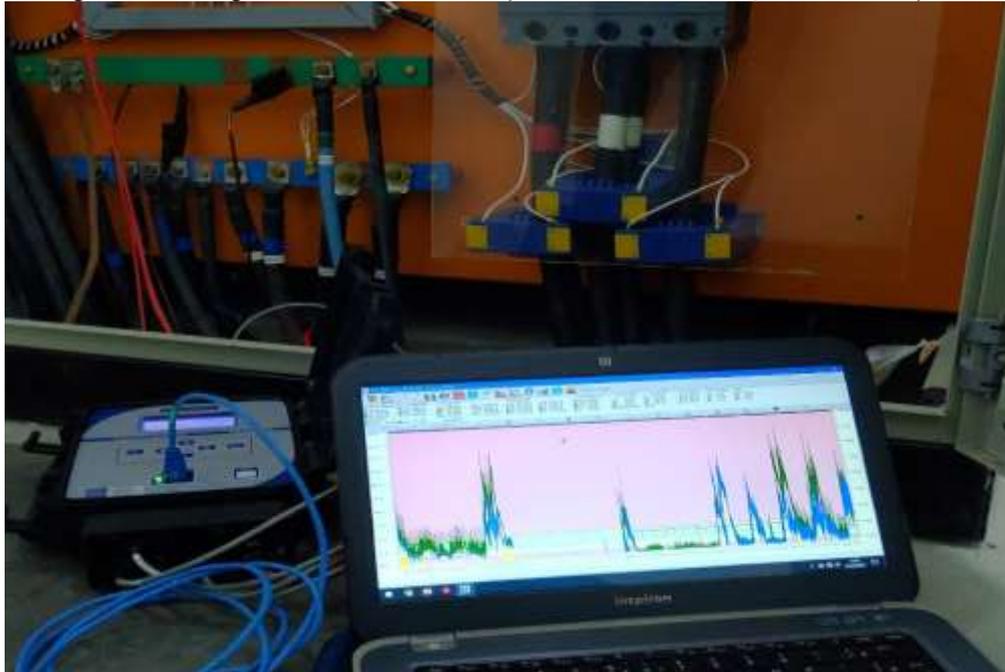
Figura 28 – Fotografia do Ponto de Instalação do Analisador de QEE na Subestação 1.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2021).

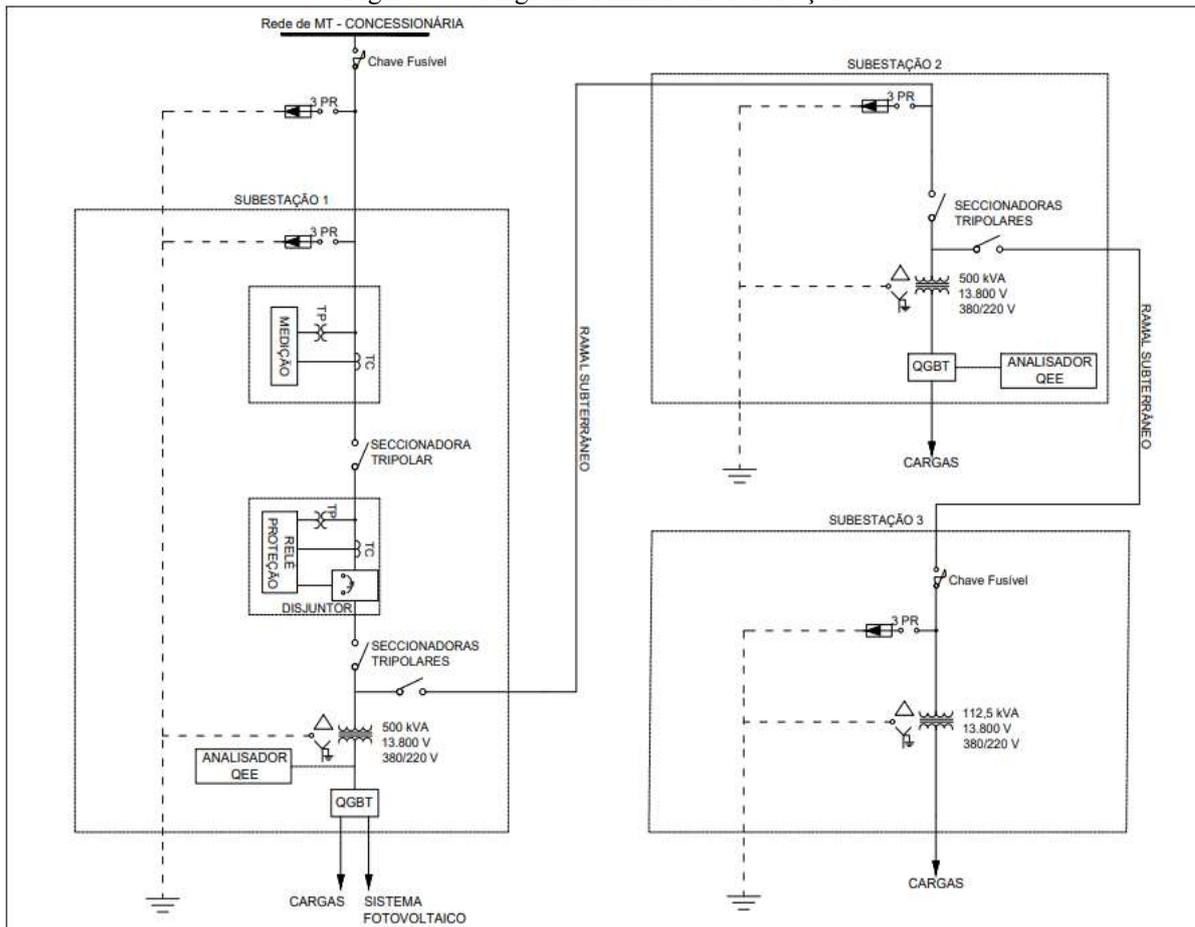
A Subestação 1 é abrigada, alimentada em 13,8 kV através de ramal aéreo e rebaixa a tensão para o nível de 380/220 V. A Subestação 2 é abrigada, alimentada em 13,8 kV por um ramal subterrâneo que se deriva da Subestação 1 e também rebaixa a tensão para o nível de 380/220 V. A Subestação 3 é aérea, com potência aparente máxima de 112,5 kVA, alimentada em 13,8 kV através do ramal subterrâneo que se deriva da Subestação 2 e rebaixa a tensão para 380/220 V. O analisador de QEE não foi instalado nessa subestação. A Figura 30 mostra o diagrama unifilar das subestações.

Figura 29 – Fotografia do Ponto de Instalação do Analisador de QEE na Subestação 2.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2021).

Figura 30 – Diagrama Unifilar das Subestações.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

O equipamento utilizado para análise da QEE, o Analisador RE7080, da fabricante EMBRASUL, permite o monitoramento de diversos parâmetros que serão discutidos conforme a REN nº 1000/2021, o módulo 8 do PRODIST e o Padrão IEEE 519. Existindo a presença de sistema fotovoltaico na UC, abordou-se tópicos de qualidade de energia elétrica referentes ao assunto, principalmente em relação a sua influência no FP da unidade consumidora.

As medições realizadas com o analisador de QEE foram obtidas nas datas constantes na Tabela 8.

Tabela 8 – Períodos de Coleta dos Dados.

<i>Medição</i>	<i>Local</i>	<i>Período</i>	<i>Intervalo de Integração</i>	<i>Análise Conforme Módulo 8 do PRODIST</i>
I	Subestação 1	12/07 a 23/07/2021	10 s	Não
II	Subestação 1	23/07 a 06/08/2021	10 min	Sim
III	Subestação 2	06/08 a 20/08/2021	1 min	Não
IV	Subestação 2	20/08 a 30/08/2021	10 min	Sim

Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

As Medições I e III foram realizadas com tempos de integração distintos pois não foram verificadas particularidades dentro da Instituição que justificassem a obtenção dos dados a cada 10 segundos na Subestação 2.

As medições foram realizadas durante o período de pandemia acarretado pela COVID-19. Cabe salientar que uma medição foi realizada antes da Medição I, descrita na Tabela 8, com o intuito de compará-la as demais. O analisador de QEE foi instalado no dia 01/07/2021 e a coleta de dados realizada até o dia 12/07/2021, e não foram identificadas intercorrências. Essa medição é estabelecida como parâmetro pois foi obtida antes da realização de manutenção corretiva e preventiva feita na Subestação 1. O ramal de entrada e os dispositivos de medição e proteção em média tensão instalados nesta subestação apresentavam defeitos. Os isoladores do ramal de entrada, as chaves seccionadoras dos cubículos de transformação e derivação e os transformadores de corrente (TC) de proteção, estes, mostrados na Figura 31, apresentavam descargas de efeito corona em sua estrutura isolante.

Durante a manutenção foram substituídos os TCs de proteção, conforme mostrado na Figura 32, e realizada a limpeza dos demais dispositivos utilizando-se álcool isopropílico. Para realizar a substituição dos isoladores do ramal de entrada necessita-se da presença de

Figura 31 – Transformadores de Corrente Defeituosos.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2021).

equipe da concessionária de energia elétrica. Por esse motivo, o serviço foi agendado para data futura.

Figura 32 – Transformadores de Corrente Novos.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2021).

Neste estudo, definiram-se como referência os valores do Módulo 8 do PRODIST pelo fato de terem sido estabelecidos levando-se em consideração o sistema elétrico brasileiro, no qual a QEE deve ser garantida pelos limites predeterminados pela ANEEL. Entretanto, em

relação às distorções harmônicas de corrente, houve-se a necessidade de consultar normativos internacionais, visto que o módulo 8 do PRODIST trata somente das distorções harmônicas de tensão.

As Medições II e IV foram configuradas conforme o Módulo 8. Para a Medição II o período escolhido para análise foi de 27/07, às 00h08, até 02/08, às 23h58. Para a Medição IV o período escolhido para análise foi de 21/08, às 00h00, até 27/08, às 23h50. Ambos os períodos contêm 1008 leituras válidas.

Para análise e obtenção dos dados e gráficos das medições utilizou-se o software ANL7000, fornecido pelo fabricante juntamente ao analisador de QEE.

3.1. Parâmetros de Medição e Análise

A metodologia e os parâmetros descritos pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), que versa sobre a qualidade do fornecimento de energia elétrica, abordam fenômenos de regime permanente e transitório. São necessárias 1008 leituras válidas, que correspondem a sete dias de registros contínuos com tempo de integração parametrizado em 10 minutos, para que os dados obtidos pelo analisador de QEE sejam utilizados na verificação dos distúrbios presentes na instalação elétrica de uma unidade consumidora.

O Módulo 8 descreve os procedimentos relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica na distribuição. Porém, também é comumente utilizado como base para analisar a QEE da instalação elétrica interna nas unidades consumidoras.

No que se refere à distorção harmônica de corrente, os dados serão analisados conforme o Padrão IEEE 519-1992.

3.1.1. Nível de Tensão

Segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), a tensão de regime permanente no ponto de conexão deve estar dentro dos limites pré-estabelecidos. Em relação ao IFPB, para realização da análise dos dados foram estabelecidos os níveis de tensão presentes na Tabela 9, constante no Anexo 8.A do Módulo 8, onde TL é a Tensão de Leitura no ponto de conexão do analisador, que para este estudo é de 220V.

Tabela 9 – Níveis de Tensão Nominal para Ponto de Conexão Inferior a 2,3 kV (380/220).

<i>Tensão de Atendimento</i>	<i>Faixa de Variação da Tensão de Leitura</i>
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) /$ $(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) /$ $(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte: (ANEEL, 2021).

Nos casos em que o nível de tensão atinge as faixas precária e crítica, os indicadores de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC) devem ser calculados conforme as Equações 18 e 19,

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100 \text{ [%]} \quad (18)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100 \text{ [%]} \quad (19)$$

onde:

nlp é o maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa precária; e
 nlc é o maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa crítica.

Os limites para DRP e DRC são 3% e 0,5%, respectivamente.

3.1.2. Fator de Potência

Segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), para unidade consumidora do Grupo A com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo, ou 1,00 e 0,92 capacitivo.

3.1.3. Distorções Harmônicas de Tensão e Corrente

No trabalho serão analisados nos gráficos os piores casos de cada fase para a Taxa Distorção Harmônica de Tensão (TDH_v) ímpares até 25ª ordem, determinada por percentual calculado pelo analisador de QEE conforme a Equação 7. O limite estabelecido de acordo com o Módulo 8 é de 10% em níveis de tensão nominal abaixo de 2,3 kV para distorção harmônica total de tensão DTT95%, valor do indicador DTT% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas, também será analisado.

Segundo Dugan *et al.* (2002) o Padrão IEEE 519-1992 traz em seu texto os limites de distorção harmônica de corrente, em percentual, para tensões nominais inferiores a 69 kV, descritos na Tabela 10,

Tabela 10 – Limites de Distorção Harmônica de Corrente em Percentual.

$V_n \leq 69 \text{ kV}$						
I_{SC}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	DHT
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	0,5
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

Fonte: Adaptado (DUGAN *et al.*, 2002).

onde:

V_n é a tensão nominal;

I_{SC} é a corrente de curto-circuito;

I_L é a corrente média de carga, que pode ser estipulada pela demanda medida; e

h é a ordem harmônica.

Os valores constantes na Tabela 10 serão comparados aos piores casos de distorção harmônica de corrente em cada fase e em todas as medições apresentadas na Tabela 8.

Para encontrar em qual faixa de I_{SC}/I_L a UC se enquadra, deve-se ter os dados de corrente de curto-circuito do IFPB. Segundo dados da concessionária de energia elétrica, esse valor é de 5542,92 A. Verificando-se a fatura de energia, a demanda média registrada durante

o período da pandemia até as datas em que foram realizadas as medições foi de 78,55 kW. O cálculo da potência ativa trifásica é dado pela Equação 20:

$$P = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos \varphi \text{ (W)}; \quad (20)$$

Dessa forma, considerando o FP igual a 0,92 e o nível de tensão em 13,8 kV, a corrente de carga calculada é de 3,57 A. De acordo com a Tabela 10, tem-se que a razão I_{SC}/I_L do IFPB é de aproximadamente 1552, logo, os valores de referência para análise das Taxas de Distorção Harmônica de Corrente (TDHi) serão os descritos na linha em que a razão é “> 1000”.

3.1.4. Desequilíbrio de Tensão

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), “o desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema”.

No trabalho serão analisados percentual calculado conforme a Equação 3. O limite estabelecido de acordo com o referido Módulo é de 3% em níveis de tensão nominal abaixo de 2,3 kV para FD95%, valor do indicador FD% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas.

3.1.5. Flutuação de Tensão

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), “a flutuação de tensão é um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica dos valores eficaz ou de pico da tensão instantânea”.

No trabalho serão analisados percentual calculado conforme as Equações 8 e 9. O limite estabelecido de acordo com o referido Módulo é de 1 p.u. em níveis de tensão nominal abaixo de 2,3 kV para $P_{st}95\%$, valor do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas.

3.1.6. Variação de Frequência

Segundo o Módulo 8 do PRODIST, “o sistema de distribuição e as instalações de geração a ele conectadas devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz”.

De acordo com o Módulo 8 (ANEEL.2021), caso exista a necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, as condições da Tabela 11 deverão ser respeitadas.

Tabela 11 – Limites de Variação da Frequência do Sistema Elétrico.

Limites de Variação da Frequência	
Não permitido	$\text{Hz} < 56,5$ e $\text{Hz} > 66$
Até 30 segundos	$62 < \text{Hz} \leq 63,5$
Até 10 segundos	$63,5 < \text{Hz} \leq 66$ e $57,5 \leq \text{Hz} < 58,5$
Até 5 segundos	$56,5 \leq \text{Hz} < 57,5$

Fonte: (ANEEL, 2021).

3.1.7. Variação de Tensão de Curta Duração

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), “variações de tensão de curta duração – VTCDs são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a 3 minutos”. Os registros dos eventos de VTCD são realizados de acordo com a estratificação apresentada na Figura 33.

Figura 33 – Estratificação das VTCDs com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15	REGIÃO H			REGIÃO I			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H			REGIÃO I			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A						REGIÃO G
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A						
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO G			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO G			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO C	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E		REGIÃO F				
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E		REGIÃO F				
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E		REGIÃO F				
< 0,10	REGIÃO E		REGIÃO F				

Fonte: (ANEEL, 2021).

No trabalho serão analisadas as ocorrências de VTCD conforme a estratificação vista no Módulo 8 do PRODIST e, também, conforme a curva ITI, mostrada na Figura 15.

3.1.8. Transitórios

A ocorrência de eventos transitórios será abordada no decorrer da análise identificando as possíveis causas deste distúrbio dentro da instalação elétrica do IFPB.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A seguir serão apresentados os resultados das medições adquiridas pelo analisador de QEE. Os resultados são apresentados para cada uma das subestações, comparando-se as medições realizadas no mesmo local. As medições e as análises dos dados foram realizadas conforme a metodologia descrita no Capítulo 3 deste trabalho.

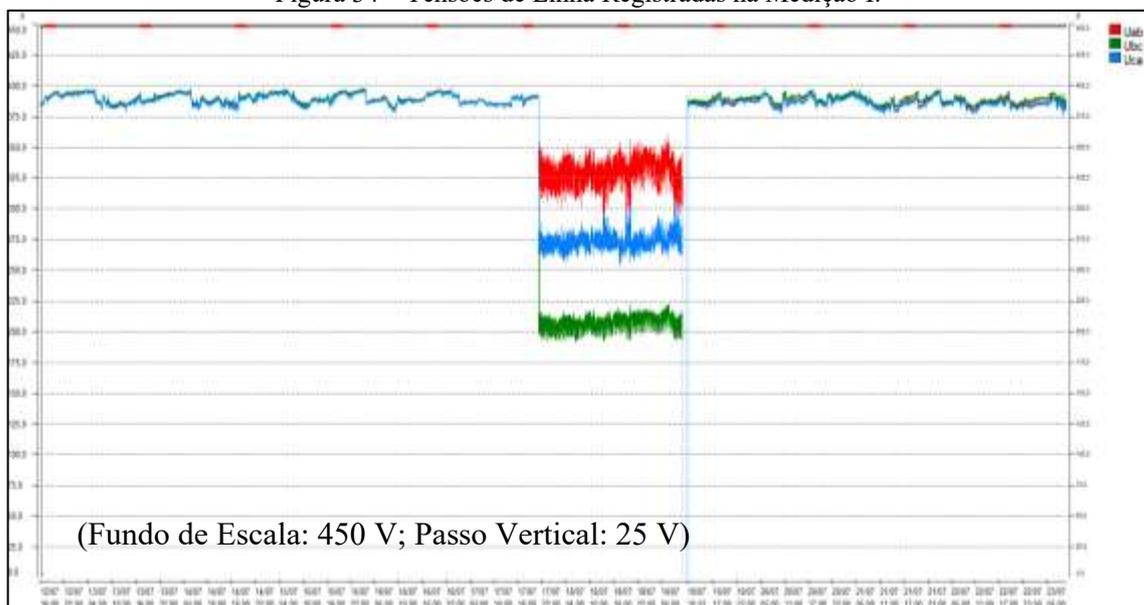
4.1. Análise da Subestação 1

As duas medições realizadas na Subestação 1 foram feitas entre os dias 12/07/2021 e 06/08/2021, teve como objetivos principais analisar o comportamento das cargas e SFV conectados ao transformador e a obtenção dos dados conforme Módulo 8 do PRODIST. A Medição I foi obtida com tempo de integração de 10 segundos. Caso fosse necessário utilizar os dados dessa medição para acionar a concessionária de energia elétrica, os mesmos não seriam aceitos, visto que não atendem as regras descritas no Módulo 8 do PRODIST.

4.1.1. Nível de Tensão

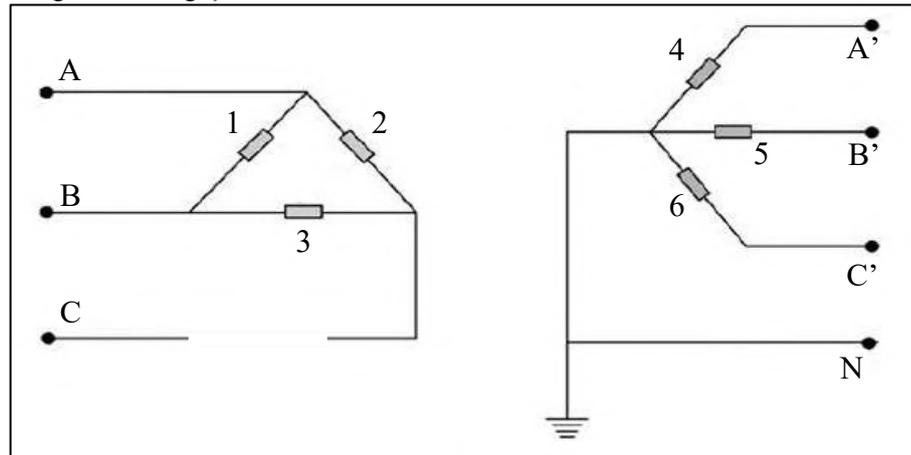
Durante o período da Medição I, houve um afundamento de tensão de linha das fases, conforme Figura 34, causado por falha no isolador do ramal de entrada da subestação e consequente abertura do elo fusível da fase C, ilustrado na Figura 35.

Figura 34 – Tensões de Linha Registradas na Medição I.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 35 – Ligação de transformador trifásico Δ -Y aterrado com falta na fase C.



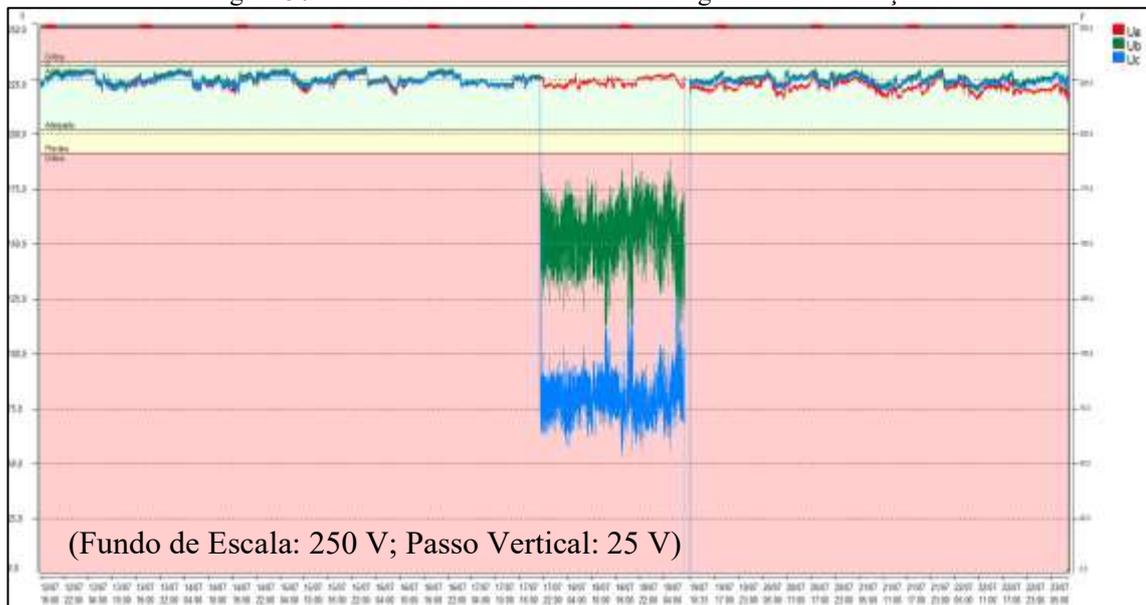
Fonte: Adaptado (MAMEDE FILHO, 2013).

O afundamento teve duração entre 21h08 do dia 17/07 (sábado) e 09h18 do dia 19/07 (segunda-feira). Durante a falta, tensões induzidas nas fases B e C foram identificadas pelo analisador de QEE com níveis abaixo do valor nominal.

Uma interrupção sustentada provocada pelo desarme do disjuntor de média tensão para a verificação dos isoladores do ramal de entrada e posterior substituição do elo fusível foi registrada pelo analisador de QEE das 09h18 às 10h33 do dia 19/07. Nesta data não foram substituídos os isoladores do ramal de entrada, sendo agendada data futura para realização do serviço.

Em relação às faixas de tensão adequada, precárias e críticas tratadas pelo Módulo 8 do PRODIST, houve a transgressão das fases B e C para níveis críticos, como visto na Figura 36.

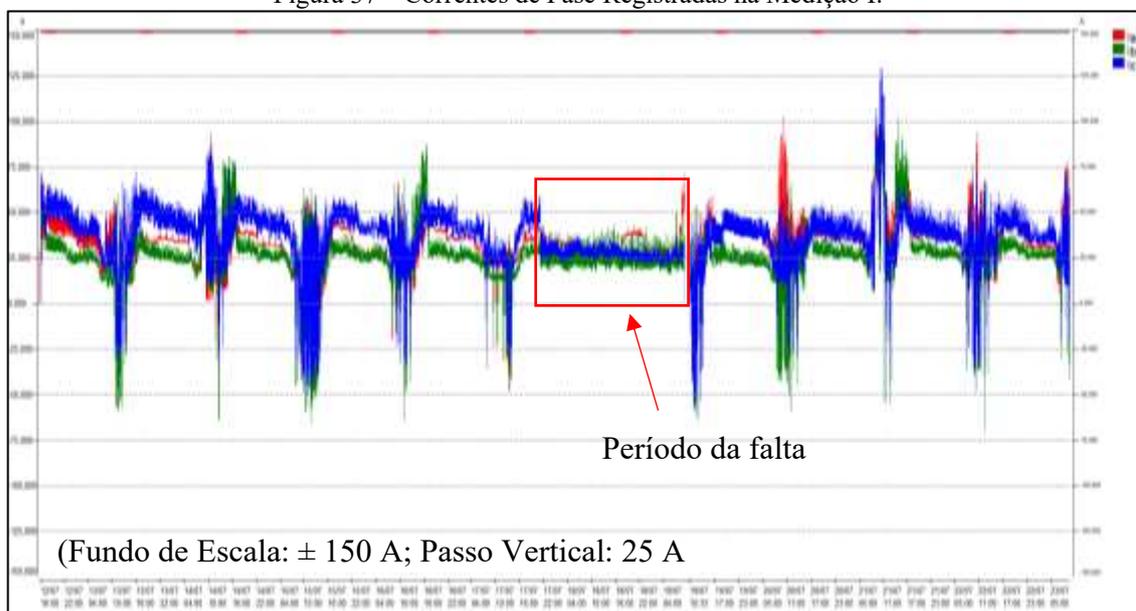
Figura 36 – Tensões de Fase e suas Faixas Registradas na Medição I.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

O sistema elétrico conectado ao transformador da Subestação 1 não é balanceado e possui SFV conectado ao barramento do quadro de distribuição geral, como pode ser visto na Figura 37, onde as correntes de fase registradas têm valores diferentes entre si e há fluxo de corrente no sentido carga-fonte, identificado pelos valores negativos presentes no gráfico.

Figura 37 – Correntes de Fase Registradas na Medição I.



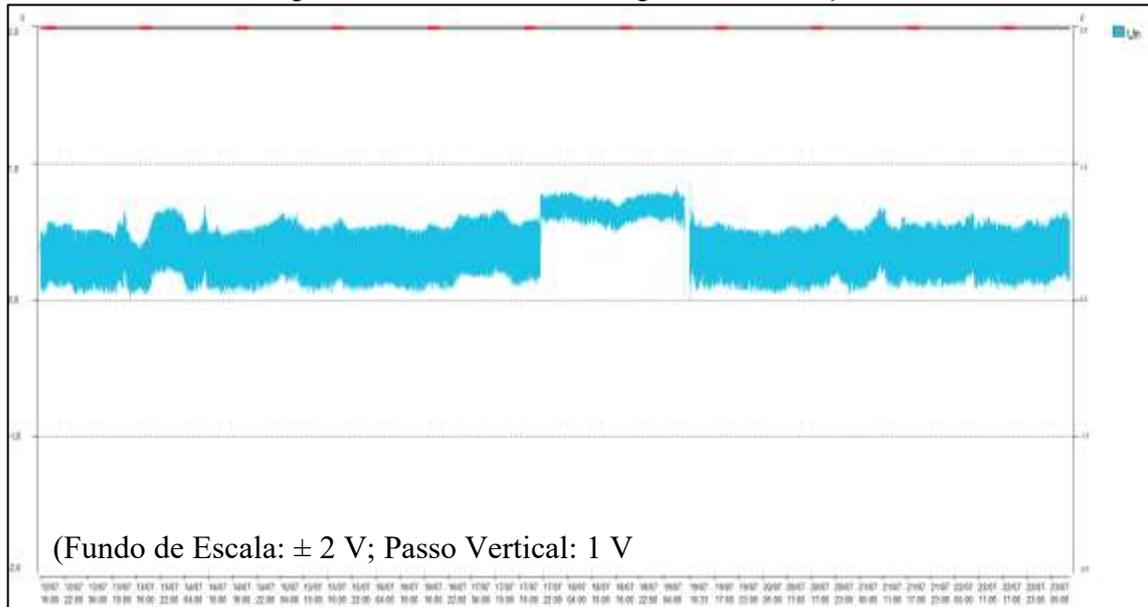
Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

As cargas presentes no IFPB são, em sua maioria, computadores, dispositivos de iluminação e condicionadores de ar. A falta ocorreu durante o final de semana, supõe-se que a corrente medida pelo analisador de QEE tem predominância das cargas do sistema de iluminação, visto que a maioria das atuais lâmpadas operam com tensões entre 100 e 240V. Outras cargas em *stand-by* podem ter demandado corrente das três fases.

Durante o período em que o sistema elétrico operou sem a presença da falta, percebe-se o fluxo negativo de corrente ocasionado pela geração de energia ativa do SFV acima da que é demandada pelas cargas. Durante o período que ocorre a falta, não há corrente circulando no sentido oposto ao da fonte, demonstrando que houve a interrupção da geração de energia ativa pelo sistema SFV, provocada pela atuação do seu sistema de proteção.

A Figura 38 mostra que o nível da tensão de neutro manteve-se inferior a 1 V em todo o período de medição, inclusive durante a falta, não indicando a sua contribuição para o desbalanceamento nos níveis da tensão de fase.

Figura 38 – Tensões de Neutro Registradas na Medição I.



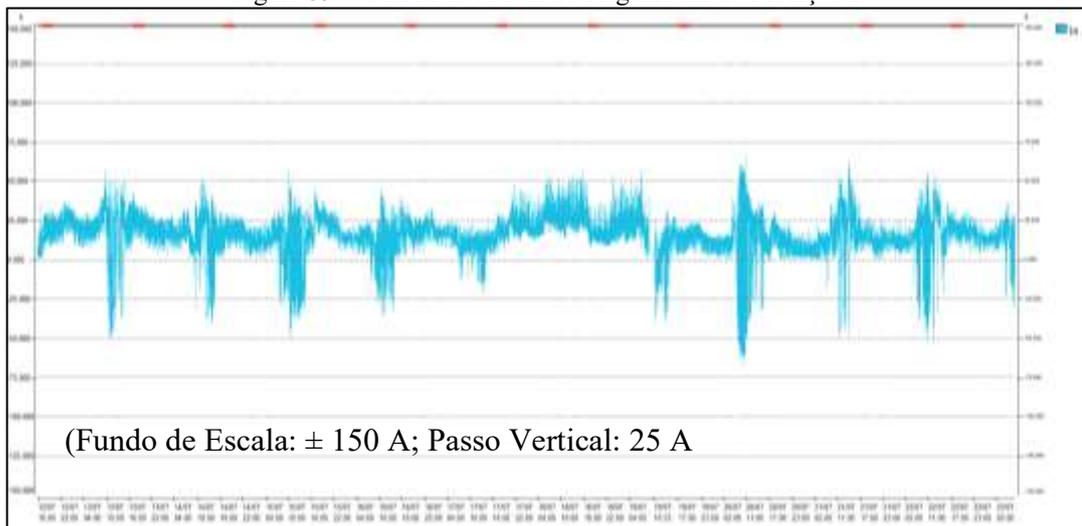
Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Os níveis de corrente do neutro também se mantiveram dentro da normalidade, conforme Figura 39, excetuando-se nos momentos de que o sistema experimentou a falta, onde o fluxo negativo da corrente não se manteve, indicando, novamente, a atuação do sistema de proteção do SFV.

O índice do DRC ficou acima do limite estipulado pela ANEEL, atingindo 14,08%, conforme mostra a Figura 40. Os piores valores críticos inferiores foram de 92,27 V e 53,14 V para as fases B e C, respectivamente.

A falta acarretou em aumento no nível de desequilíbrio entre as fases, alcançando-se valores superiores a 30%, conforme os parâmetros da IEC, ilustrado na Figura 41.

Figura 39 – Correntes de Neutro Registradas na Medição I.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 40 – Distribuição de Tensões Registrada na Medição I conforme Módulo 8 do PRODIST.

	Ua	Ub	Uc
Total de leituras:	92451	92451	92451
Leituras em queda:	(2) 0,00 %	(2) 0,00 %	(2) 0,00 %
Leituras zero:	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %
Leituras válidas:	(92449) 100,00 %	(92449) 100,00 %	(92449) 100,00 %
Leituras adequadas:	(92449) 100,00 %	(79430) 85,92 %	(79430) 85,92 %
Leituras precárias (inferior):	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %
Leituras precárias (superior):	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %
Leituras precárias (total):	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %
DRP calculado:	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Leituras críticas (inferior):	(0) 0,00 %	(13019) 14,08 %	(13019) 14,08 %
Leituras críticas (superior):	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %
Leituras críticas (total):	(0) 0,00 %	(13019) 14,08 %	(13019) 14,08 %
DRC calculado:	0,00 %	14,08 %	14,08 %
Tensão média:	223,33 V	215,79 V	204,24 V
Tensão máxima:	229,22 V	230,46 V	229,63 V
Tensão mínima:	214,17 V	92,27 V	53,14 V

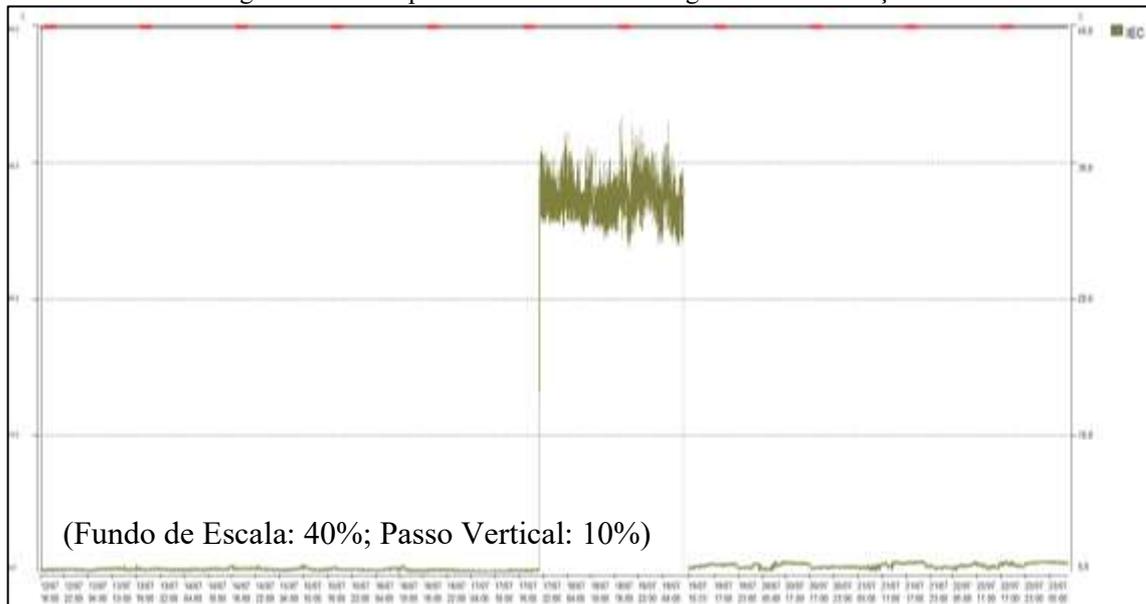
Ocorreram violações de nível crítico de tensão
 Piores fases: Vb, Vc
 DRC: 14,08% limite(0.5%) DRP: 0,00% limite(3.0%)

Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Em relação a Medição II, realizada na Subestação 1 e configurada com tempo de integração de 10 minutos, atendendo as regras expressas pelo Módulo 8, não foram detectadas anomalias em relação ao nível de tensão, conforme Figura 42.

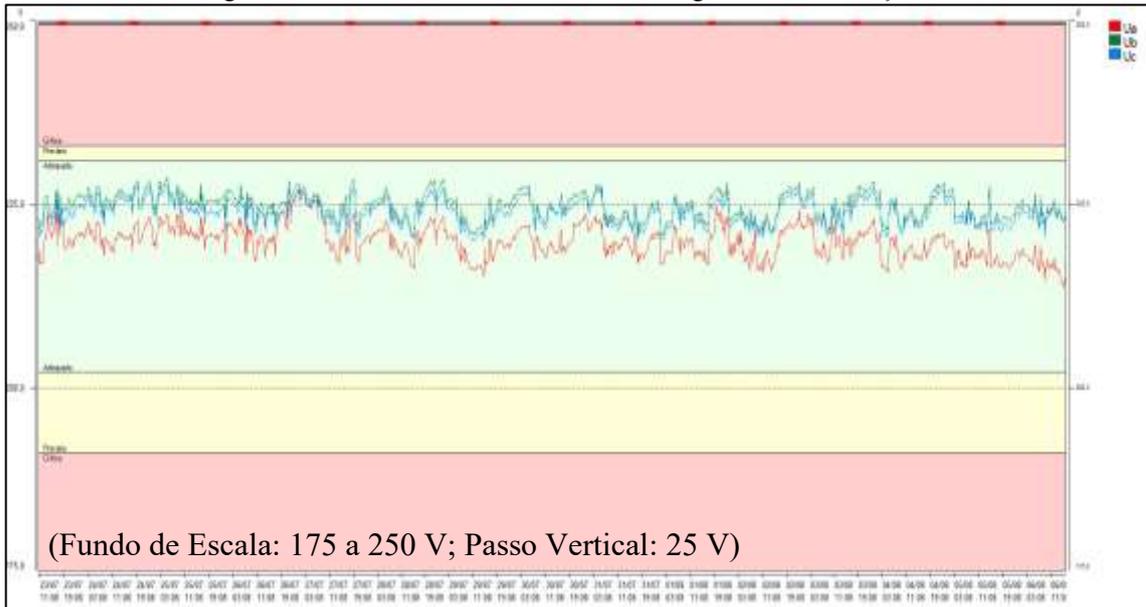
O gráfico de correntes das fases, visto na Figura 43, confirma a normalidade no fornecimento de tensão à unidade consumidora e funcionamento do SFV.

Figura 41 – Desequilíbrio entre as Fases Registrados na Medição I.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 42 – Tensões de Fase e suas Faixas Registradas na Medição II.

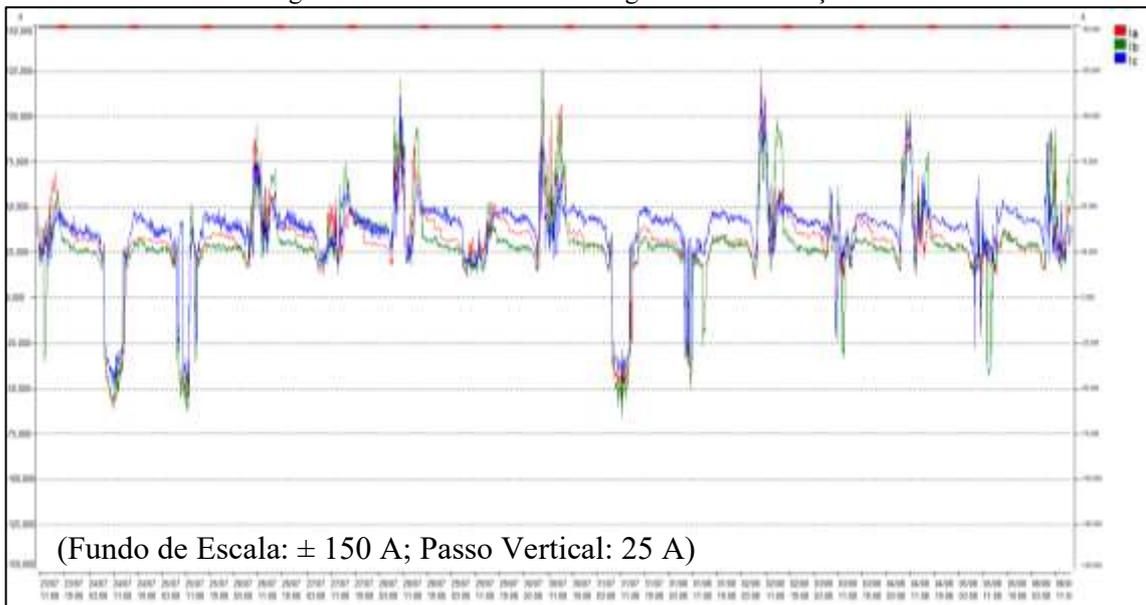


Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Durante o período do dia 25 a 31/07/2021 houve precipitações em João Pessoa, acarretando em tempo nublado interferindo diretamente na geração do SFV, conforme pode ser confirmado pelos dados pluviométricos dos respectivos dias, na Figura 44.

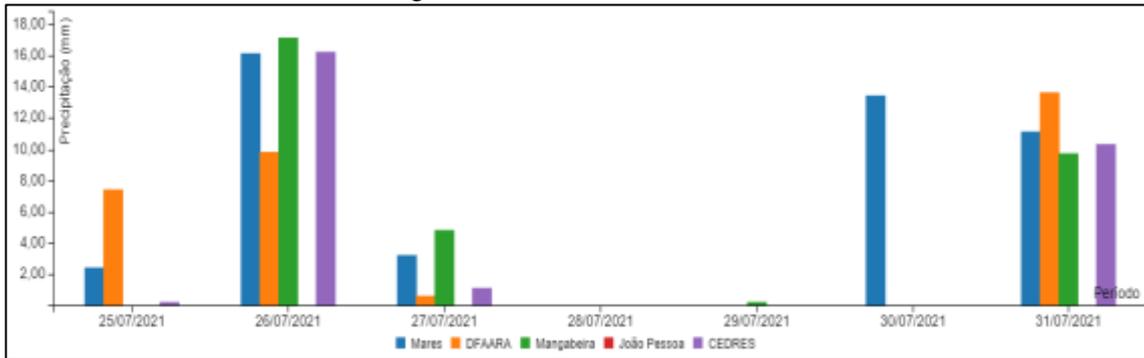
Os demais indicadores mantiveram-se dentro dos limites durante todo o período da Medição II.

Figura 43 – Correntes de Fase Registradas na Medição II.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 44 – Dados Pluviométricos.



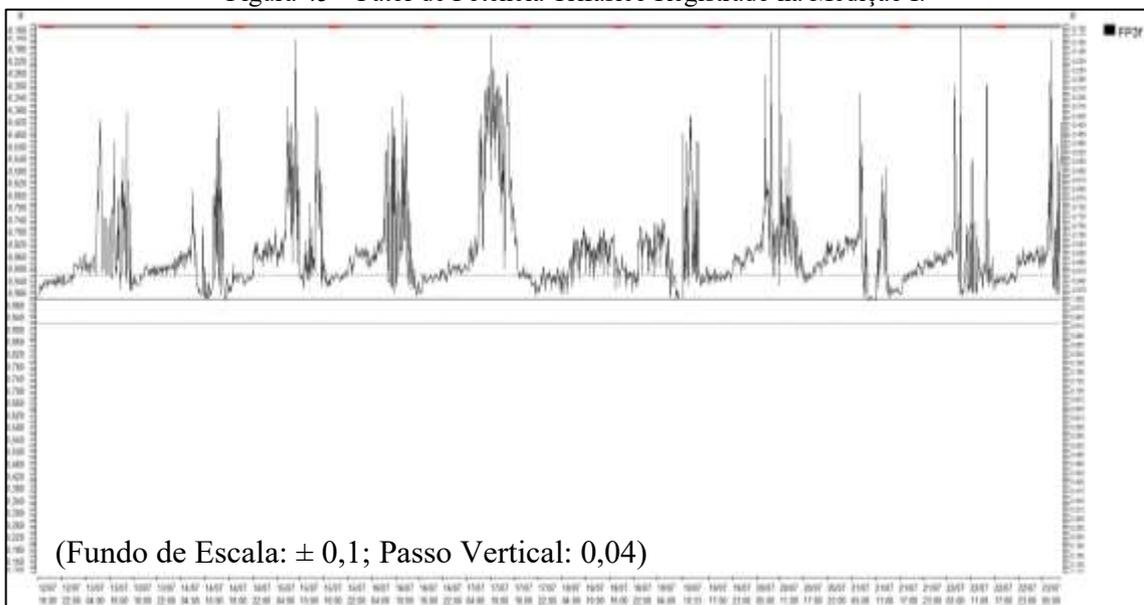
Fonte: (AESA, 2023).

4.1.2. Fator de Potência

Na Medição I, fator de potência da Subestação 1 mostrou-se capacitivo durante todo o período de medição, mesmo não havendo banco de capacitores instalado na UC. A Figura 45 mostra os valores do FP trifásico, em que os acima da linha de referência são negativos.

Segundo a REN nº 1000 (ANEEL, 2021), o FP deve se manter acima de 0,92 dentro dos respectivos postos horários. O posto horário capacitivo da UC em questão é das 0h00 às 6h00, logo, deve-se haver cobrança da energia reativa excedente e demanda reativa excedente, a depender do caso. Entretanto, analisando-se a fatura de energia da UC, não consta a cobrança de valores destas tarifas.

Figura 45 – Fator de Potência Trifásico Registrado na Medição I.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Algumas possíveis causas para a não cobrança dessas tarifas são a compensação do reativo capacitivo verificado na Subestação 1 com um possível reativo indutivo presente na Subestação 2, o que não acontece, como será observado nos Resultados e Discussão das medições realizadas neste local, ou o reativo indutivo característico do transformador operando a baixa carga, visto que o analisador de QEE foi instalado na baixa tensão, de tal forma que esse dado não foi registrado pelo equipamento, e as medições foram realizadas em período de redução na potência demanda ocasionada pela pandemia da COVID-19.

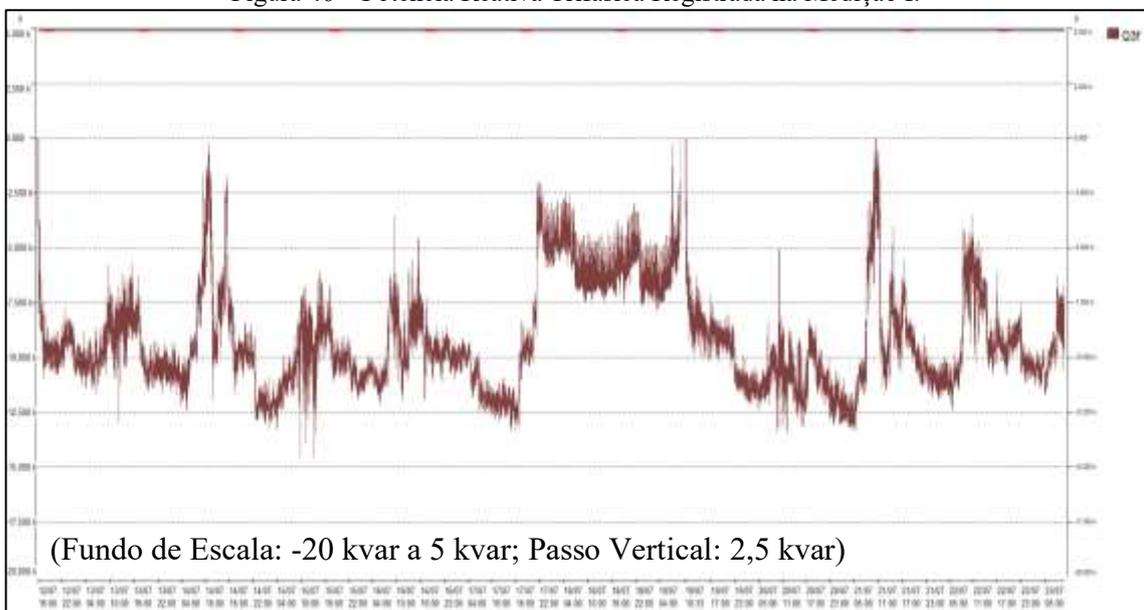
Outros motivos podem ser defeito ou erro de medição do analisador de QEE ou do medidor da concessionária de energia elétrica.

Observando-se o gráfico de potência reativa trifásica na Figura 46, tem-se os valores desta grandeza na Subestação 1 variando entre 0 e 15 kvar capacitivo. Visto que as cargas de iluminação do IFPB são predominantemente do tipo LED e os condicionadores de ar do tipo *inverter*, justifica-se a potência reativa capacitiva medida pelo analisador de QEE.

As Figuras 47 e 48, obtidas a partir da Medição II, mostram o FP ainda capacitivo a maior parte do tempo de medição, com alguns momentos em que existem registros de FP indutivo.

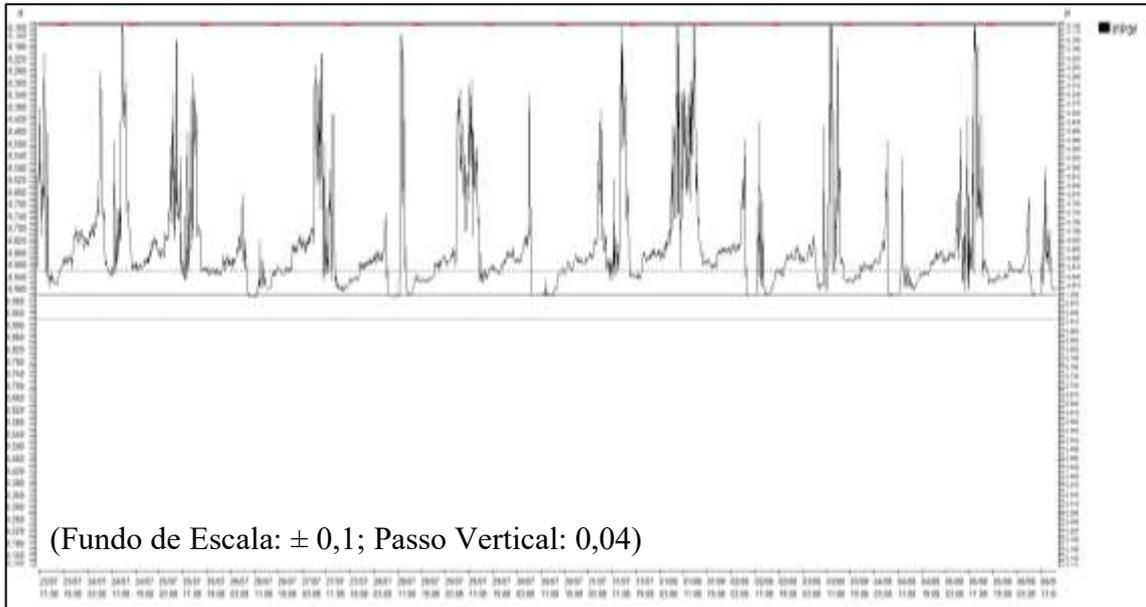
A Figura 49 mostra o gráfico da potência ativa registrada na Medição II. Observa-se que, nos instantes em que a potência reativa é predominantemente indutiva, há um aumento na potência ativa, fazendo com que o fator de potência tenha uma variação entre de 0,991 e 0,999.

Figura 46 – Potência Reativa Trifásica Registrada na Medição I.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 47 – Fator de Potência Trifásico Registrado na Medição II.

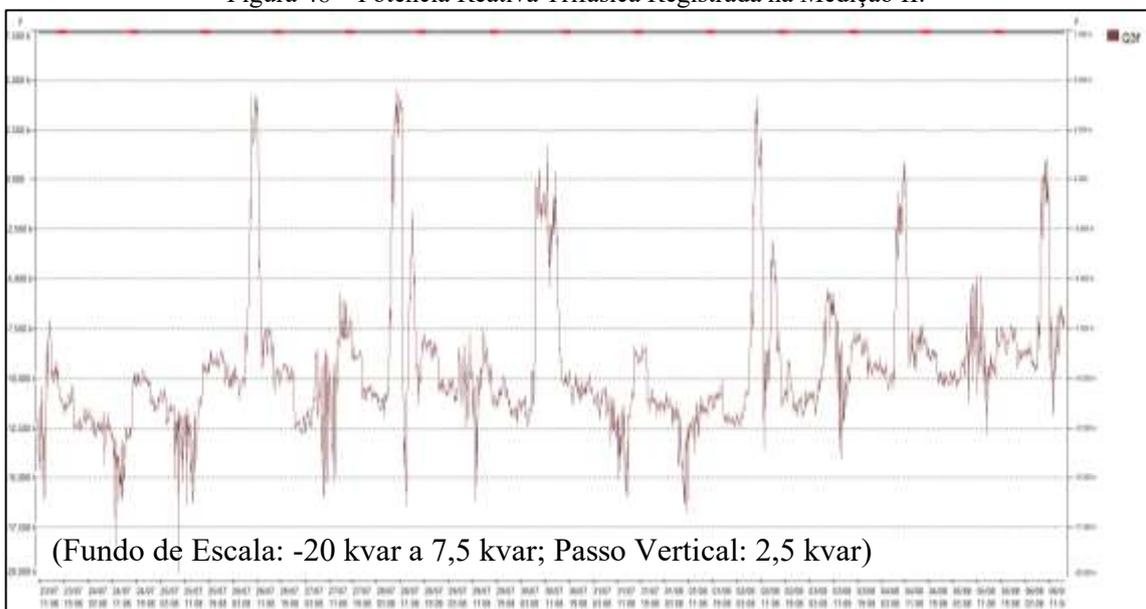


Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

4.1.3. Distorções Harmônicas de Tensão e Corrente

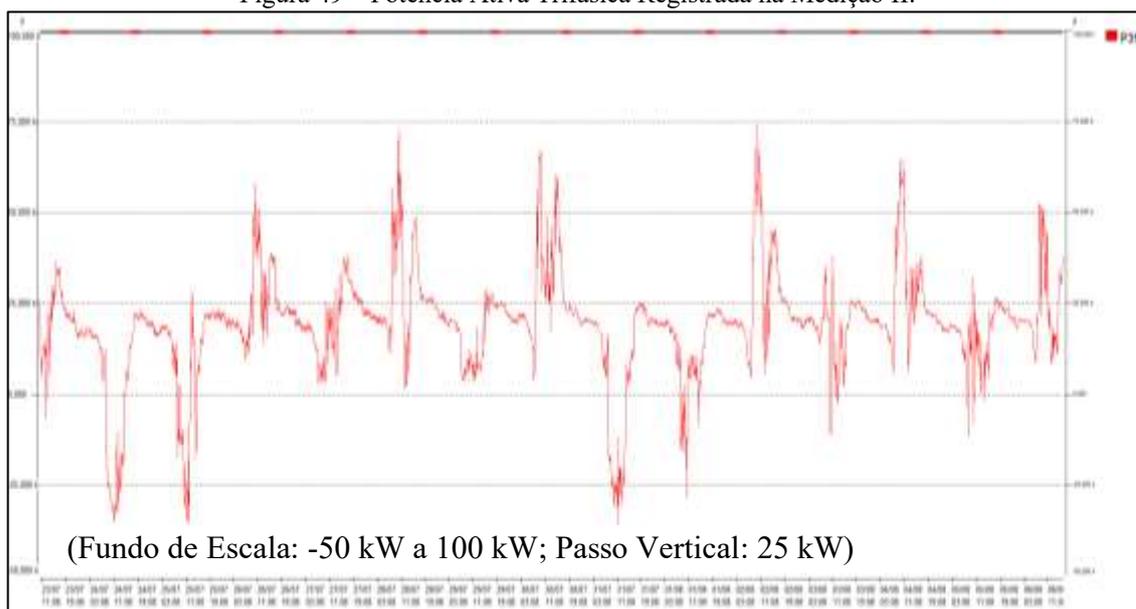
Os níveis da Taxa Distorção Harmônica da Tensão (TDHv) da Subestação 1 mantiveram-se dentro do limite de 10% estipulado pelo Módulo 8 do PRODIST na maior parte do período da Medição I. Entretanto, durante a queda de tensão ocasionada pela abertura do elo fusível da fase C, os índices da TDHv das fases B e C variaram próximo dos 10% e 20%,

Figura 48 – Potência Reativa Trifásica Registrada na Medição II.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 49 – Potência Ativa Trifásica Registrada na Medição II.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

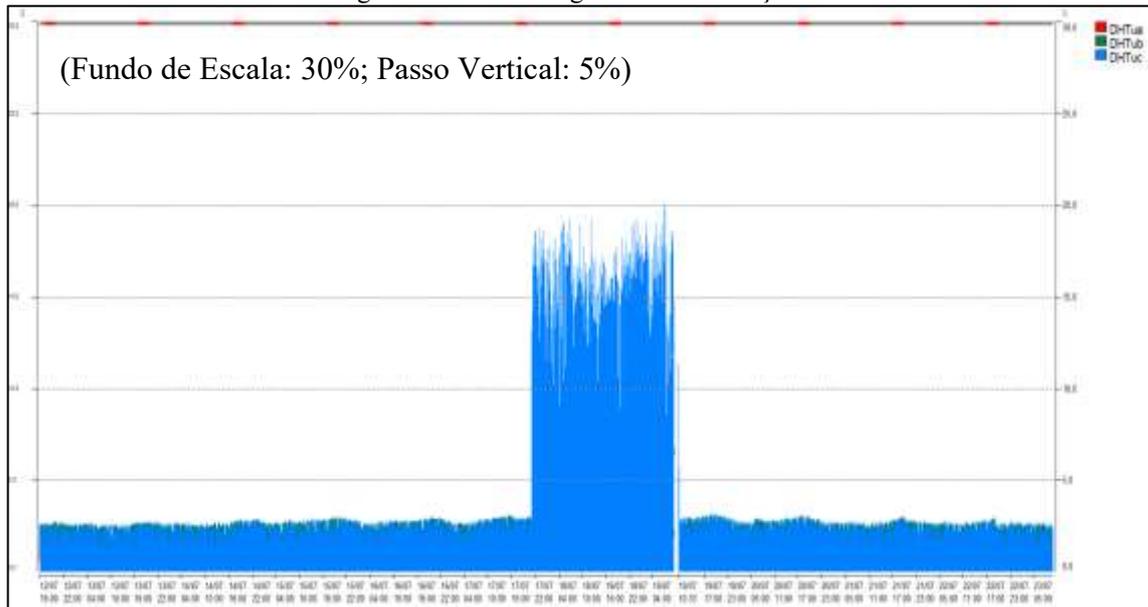
respectivamente. O aumento dos níveis desta grandeza pode ter sido ocasionado por interferências na medição realizada pelo analisador de QEE ou pela alteração na impedância do sistema. A Figura 50 mostra a TDHv das três fases, com predominância da fase C sobre as demais. Os níveis da TDHv da fase A ficou abaixo dos 3% durante o período de medição.

A Tabela 12 mostra os piores registros da tensão harmônica de cada fase armazenados pelo analisador de QEE, em valores RMS e percentual, da fundamental até a 25ª ordem. Observa-se que o pior registro da fase C ocorreu no instante em que o nível de tensão da fundamental era 72,34 V, ou seja, no momento da falta. Os piores registros das fases A, B e C registraram DHTv de 11,34%, 10,28% e 20,1%, respectivamente. A tensão RMS total no pior registro de cada fase, levando-se a tensão fundamental e as tensões harmônicas, foi 224,04 V, 227,04 V e 73,79 V.

Os níveis da Taxa de Distorção Harmônica da Corrente (TDHi) da Subestação 1 ficaram próximos aos 30% durante a maior parte do período de medição, conforme visto na Figura 51.

Picos acima dos 500% foram registrados em determinados instantes. Analisando os horários, verificou-se que as distorções de corrente se acentuavam durante os turnos diurnos e vespertinos, indicando o aumento das cargas não lineares conectadas ao sistema nesses turnos e possível interferência do SFV. Durante o período do afundamento de tensão, as TDHi não apresentaram grandes alterações em seus valores, indicando que o aumento da TDHv nas fases B e C, citado anteriormente, deu-se em virtude da alteração na impedância do sistema elétrico.

Figura 50 – TDHv Registradas na Medição I.



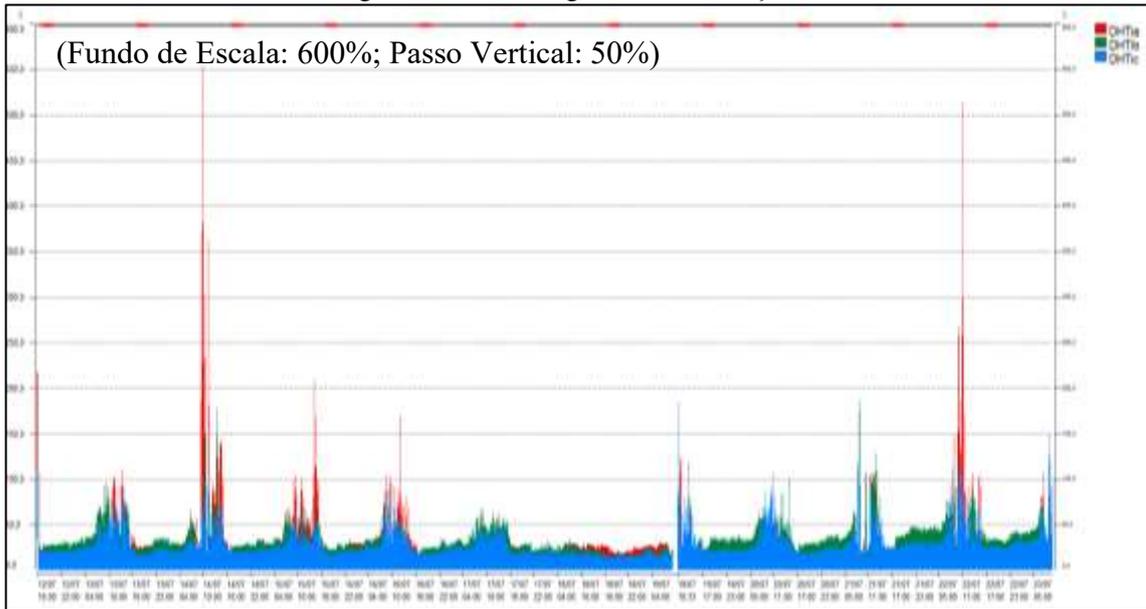
Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Tabela 12 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHv Registrados na Medição I.

<i>TDHv</i>						
Ordem (°)	Fase A		Fase B		Fase C	
	RMS (V)	%	RMS (V)	%	RMS (V)	%
1	222,61	100	225,72	100	72,34	100
3	17,39	7,81	17,29	7,65	14,30	19,76
5	11,11	4,99	10,17	4,50	2,19	3,02
7	7,69	3,45	7,03	3,11	0,43	0,59
9	5,59	2,51	5,53	2,45	0,56	0,78
11	4,66	2,09	4,48	1,98	0,26	0,35
13	4,17	1,87	3,97	1,75	0,19	0,26
15	3,64	1,63	3,66	1,61	0,22	0,30
17	3,14	1,41	3,08	1,36	0,21	0,28
19	2,88	1,29	2,88	1,27	0,19	0,25
21	2,57	1,15	2,59	1,14	0,20	0,27
23	2,63	1,18	2,36	1,04	0,22	0,30
25	2,44	1,00	2,07	0,91	0,19	0,26

Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 51 – TDHi Registradas na Medição I.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

A Tabela 13 mostra os piores registros armazenados pelo analisador de QEE da corrente harmônica de cada fase, em valores RMS e percentual, da fundamental até a 25ª ordem. Observa-se que o pior registro da fase C ocorreu no instante em que a corrente da fundamental era 5,04 A, enquanto a corrente harmônica de 3ª ordem era 6,92 A. Como afirmam Dugan *et al.* (2002), deve-se atentar com a sobrecarga do condutor neutro ocasionada pela presença correntes harmônicas triplas. Os piores registros das fases A, B e C registraram DHTi 92,91%, 92,49% e 149,56%, respectivamente. A corrente RMS total no pior registro de cada fase, levando-se em consideração a fundamental e as harmônicas, foi 12,78 A, 12,48 A e 9,05 A. Comparando-se os dados da Tabela 13 com os limites mostrados na Tabela 10, há transgressão dos limites definidos pelo padrão IEEE 519, principalmente nos índices harmônicos de 3ª à 17ª ordens.

Tabela 13 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHi Registrados na Medição I.

TDHi						
	Fase A		Fase B		Fase C	
Ordem (ª)	RMS (A)	%	RMS (A)	%	RMS (A)	%
1	9,42	100	9,20	100	5,04	100
3	7,51	79,68	7,17	77,86	6,92	137,07
5	0,51	5,46	3,17	34,42	0,34	6,74
7	3,09	32,81	1,96	21,31	2,04	40,44

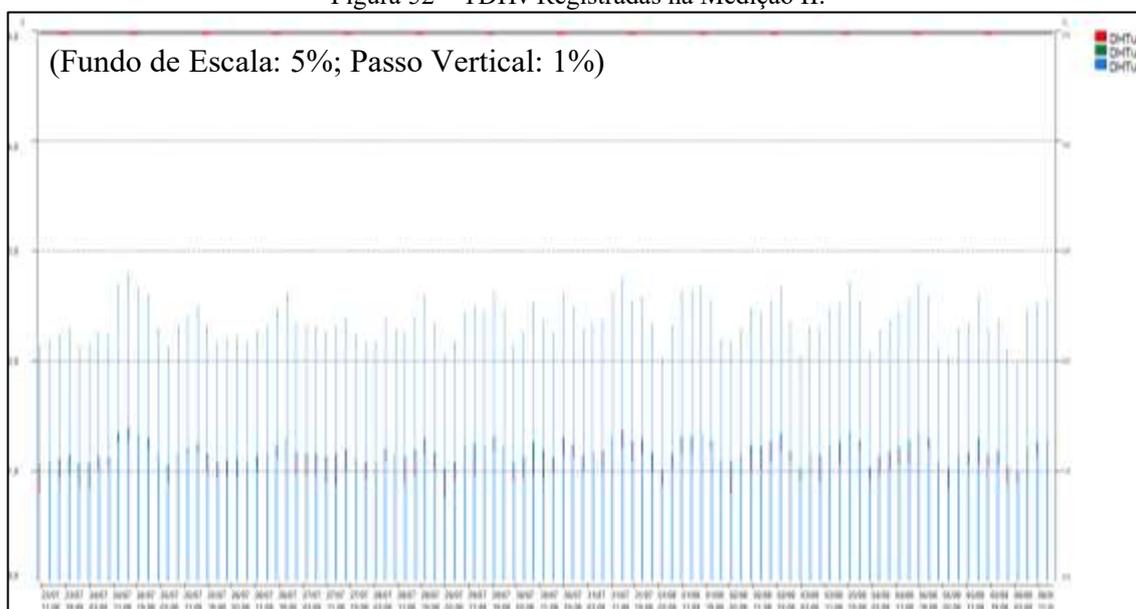
9	1,91	20,31	0,68	7,37	1,48	29,21
11	0,96	10,15	0,53	5,73	0,68	13,48
13	1,40	14,84	0,91	9,83	0,68	13,48
15	1,10	11,71	1,36	14,75	0,57	11,23
17	0,51	5,46	0,91	9,83	0,68	13,48
19	0,44	4,68	0,45	4,91	0,28	5,61
21	0,22	2,34	0,53	5,73	0,17	3,37
23	0,29	3,12	0,30	3,27	0,28	5,61
25	0,07	0,78	0,15	1,63	0,28	5,61

Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Os níveis da TDHv verificados pela Medição II permaneceram dentro do limite de 10% estipulado pelo Módulo 8 do PRODIST, conforme indica a Figura 52 e a Tabela 14.

Os níveis da TDHi verificados pela Medição II ficaram próximos de 30% em grande parte do período de medição, passando de 60% em alguns momentos, conforme indica a Figura 53. O aumento no tempo de integração de 10 segundos para 10 minutos justifica a redução dos picos de TDHi registrados pelo analisador de QEE, pois o cálculo da média para um tempo de integração maior tem mais registros, de tal forma que, caso ocorra uma variação isolada, ela não contribui da mesma forma comparada ao cálculo da média dos registros feitos com tempo de integração de 10 segundos.

Figura 52 – TDHv Registradas na Medição II.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

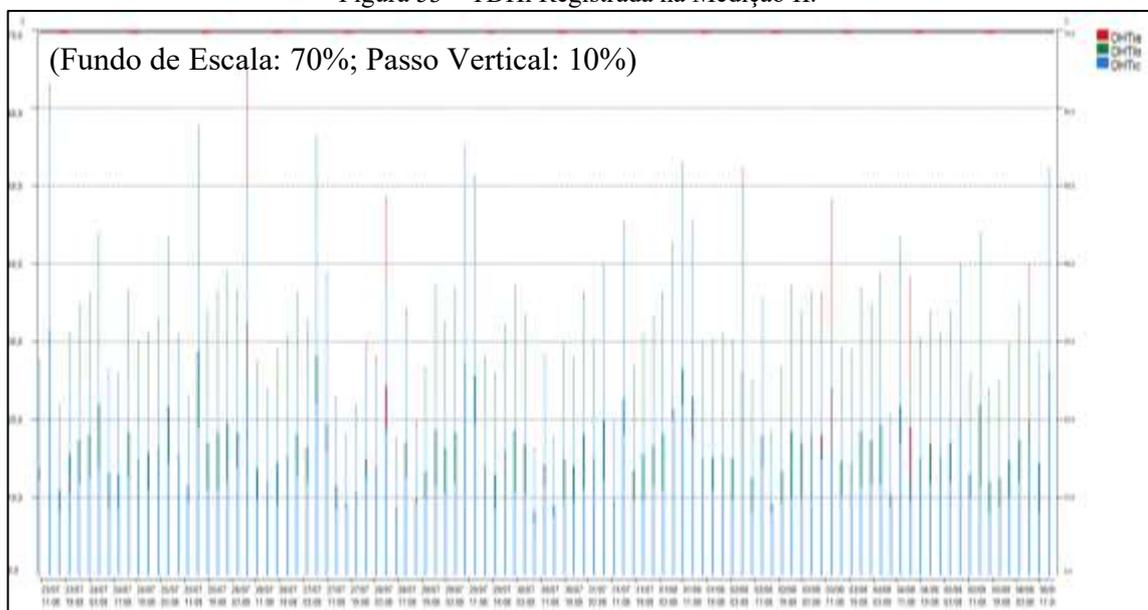
Tabela 14 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHv Registrados na Medição II.

<i>TDHv</i>						
Ordem (°)	Fase A		Fase B		Fase C	
	RMS (V)	%	RMS (V)	%	RMS (V)	%
1	220,17	100	225,87	100	222,25	100
3	0,79	0,35	0,61	0,27	0,60	0,26
5	5,01	2,27	4,66	2,06	4,48	2,01
7	0,64	0,28	0,81	0,35	0,83	0,37
9	0,39	0,17	0,75	0,33	0,68	0,30
11	0,38	0,17	0,59	0,26	0,59	0,26
13	0,37	0,16	0,63	0,27	0,60	0,26
15	0,44	0,20	0,68	0,30	0,64	0,29
17	0,36	0,16	0,62	0,27	0,63	0,28
19	0,39	0,17	0,68	0,30	0,65	0,29
21	0,36	0,16	0,68	0,30	0,64	0,29
23	0,40	0,18	0,70	0,30	0,68	0,30
25	0,37	0,16	0,65	0,28	0,64	0,29

Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Na Medição II também ocorre a transgressão dos valores estipulados pelo padrão IEEE 519, como pode ser visto na Tabela 15.

Figura 53 – TDHi Registrada na Medição II.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Tabela 15 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHi Registrados na Medição II.

<i>TDHi</i>						
Ordem ^(a)	Fase A		Fase B		Fase C	
	RMS (A)	%	RMS (A)	%	RMS (A)	%
1	13,65	100	14,62	100	14,80	100
3	8,02	58,73	6,68	45,71	7,01	47,33
5	0,50	3,70	2,42	16,57	1,31	8,87
7	2,89	21,16	2,84	19,42	2,71	18,34
9	1,59	11,64	3,17	21,71	2,63	17,75
11	0,94	6,87	2,67	18,28	1,84	12,42
13	1,23	8,99	2,00	13,71	1,31	8,87
15	1,23	8,99	1,34	9,14	0,79	5,32
17	0,43	3,17	0,33	2,28	0,88	5,91
19	0,07	0,52	0,42	2,85	0,09	0,59
21	0,36	2,64	0,67	4,57	0,00	0,00
23	0,29	2,11	0,08	0,57	0,35	2,36
25	0,22	1,58	0,33	2,28	0,61	4,14

Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

4.1.4. Desequilíbrio de Tensão

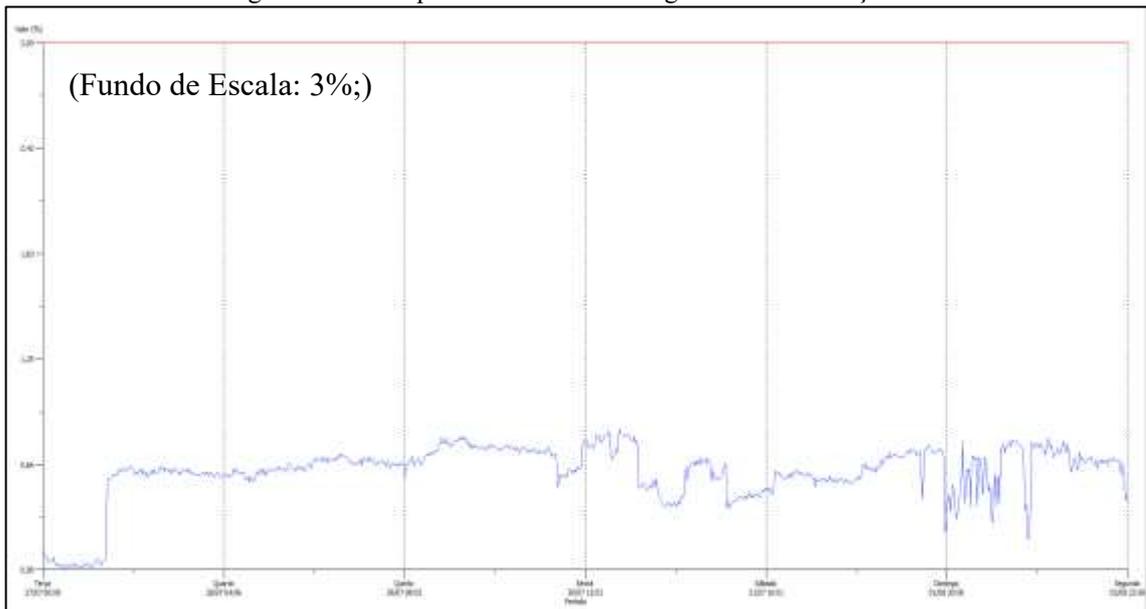
O analisador de QEE utilizado na obtenção dos dados entrega o gráfico e os valores de desequilíbrio de tensão quando o equipamento está configurado com o tempo de integração de 10 minutos, conforme estabelece o Módulo 8.

Na Medição II realizada na Subestação 1, não houve transgressão dos limites estabelecidos pelo referido Módulo, conforme mostra a Figura 54.

4.1.5. Flutuação de Tensão

A flutuação de tensão medida na Subestação 1 ficou acima do limite estabelecido pelo Módulo 8 em todo o período da Medição II. O limite para o nível de tensão em que a medição

Figura 54 – Desequilíbrios de Tensão Registrados na Medição II.



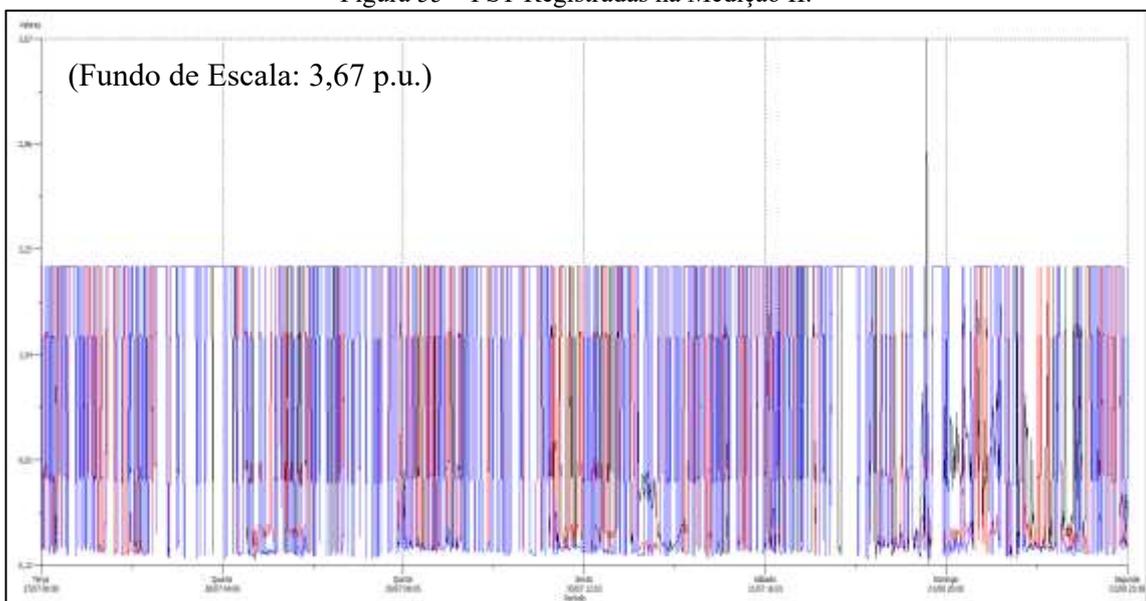
Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

foi realizada é de 1 p.u., enquanto foram registradas P_{st} e P_{lt} de 3,67 p.u. e 2,13 p.u., respectivamente, conforme as Figuras 55 e 56.

4.1.6. Variação de Frequência

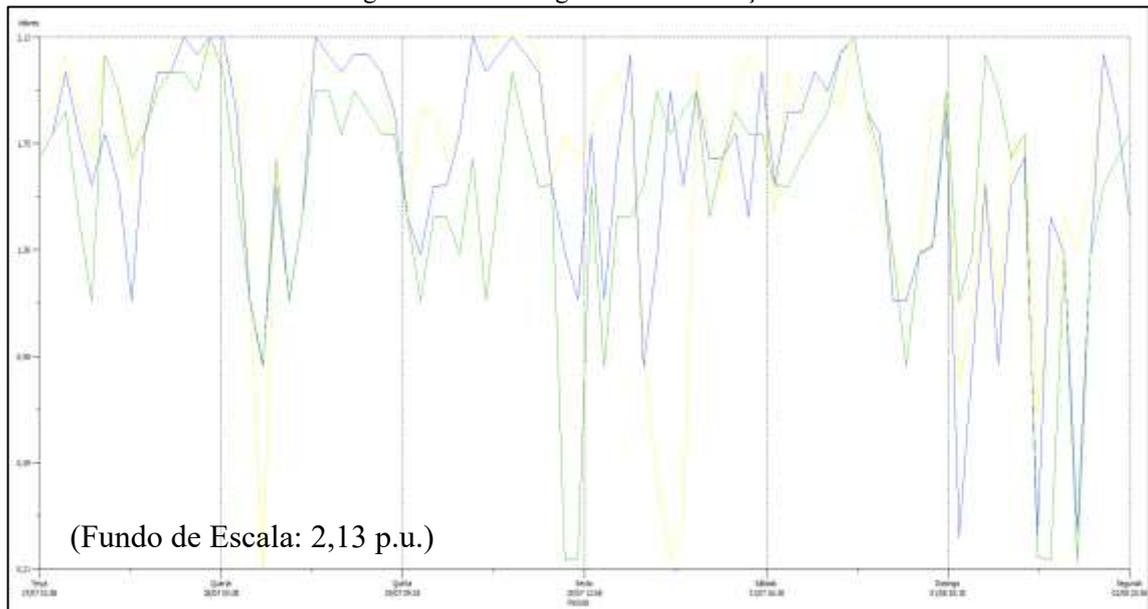
A frequência medida na Subestação 1 ficou dentro dos limites estabelecidos pelo Módulo 8 em todo o período de medição, conforme detalha as Figuras 57 e 58.

Figura 55 – PST Registradas na Medição II.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 56 – PLT Registradas na Medição II.

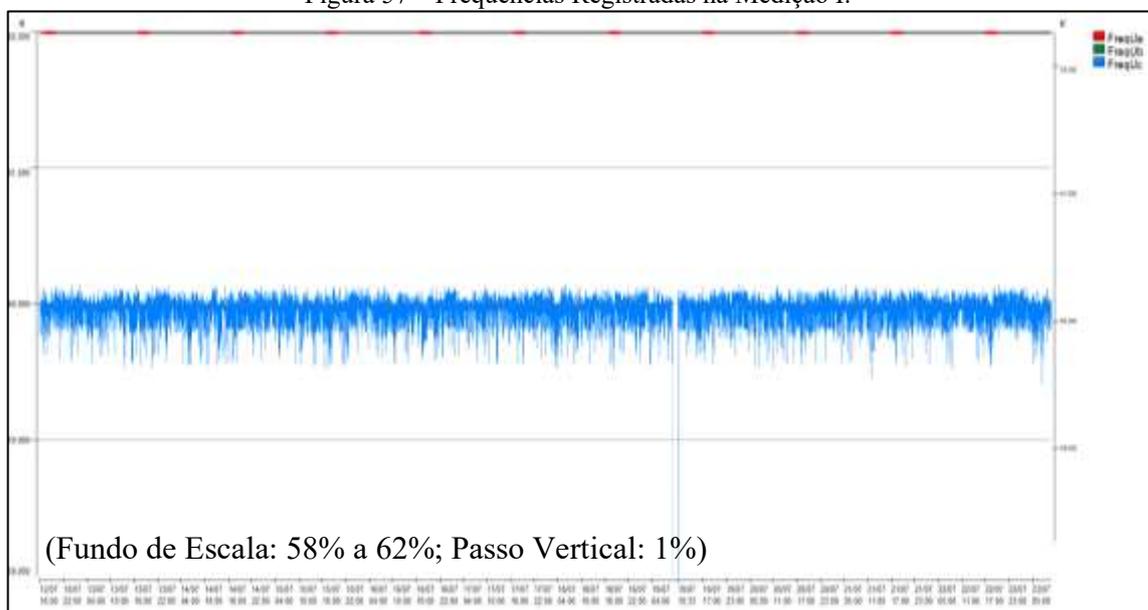


Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

4.1.8. Variação de Tensão de Curta Duração

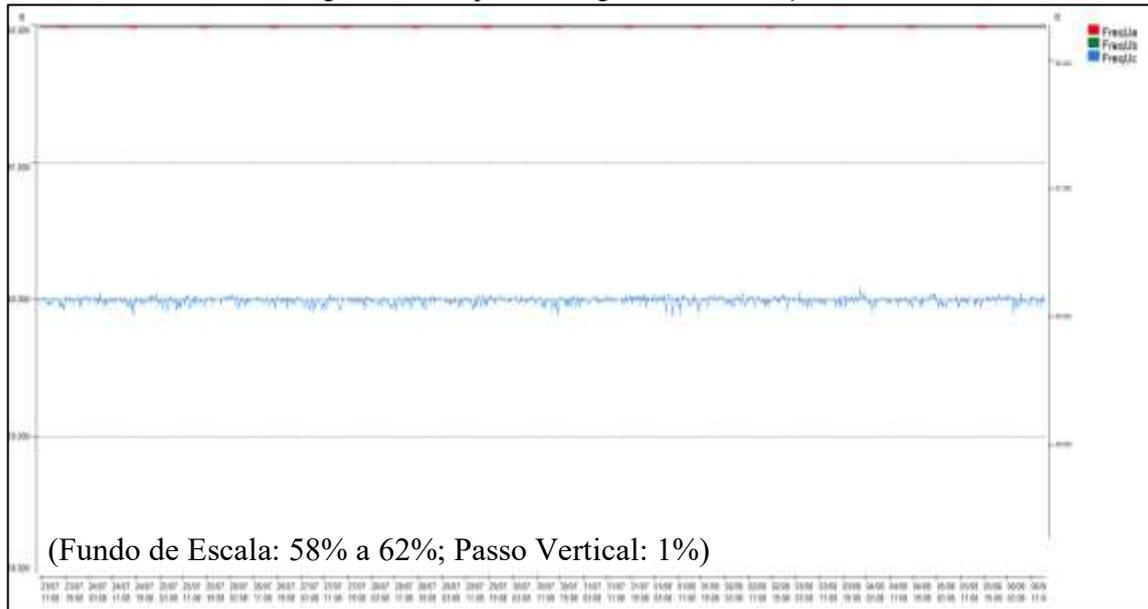
Durante o registro da Medição I, o analisador de QEE identificou 26 variações de tensão de curta duração. Segundo a Curva ITI gerada pelo software ANL7000, mostrada na Figura 59, todas ocasionaram desligamento de cargas sensíveis a tensões inferiores a nominal. As VTCDs variaram de 25 ms a 833 ms, com amplitude entre 0,055 e 0,095 p.u, classificadas como

Figura 57 – Frequências Registradas na Medição I.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 58 – Frequências Registradas na Medição II.



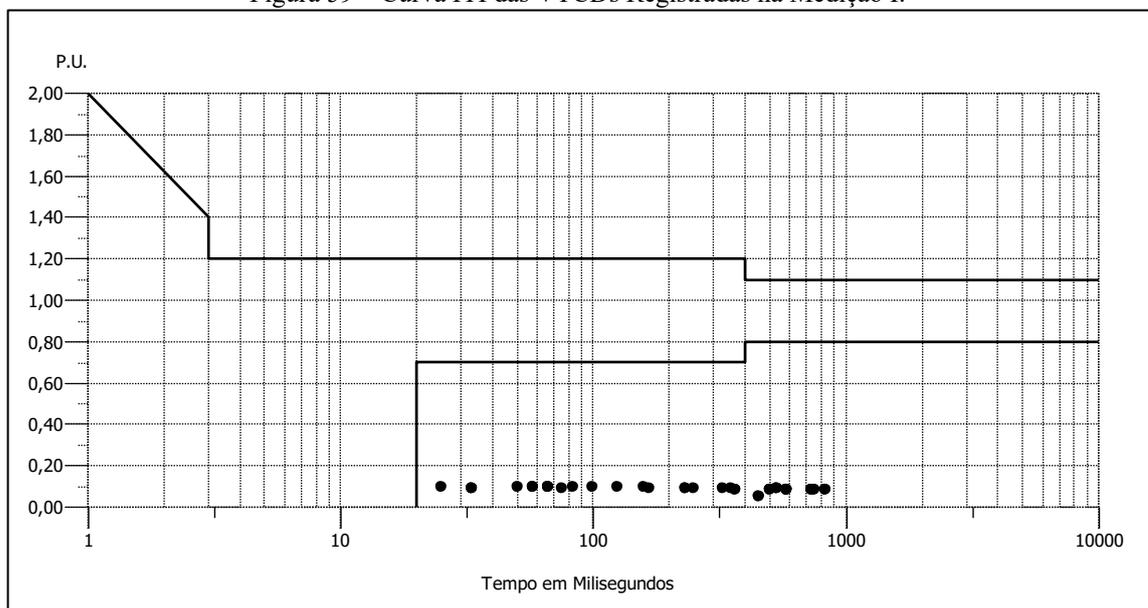
Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

interrupção momentânea de acordo com o Módulo 8. Segundo o IEEE, 19 VTCDs estariam enquadradas como interrupção momentânea, enquanto as demais como interrupção instantânea.

De acordo com a estratificação tratada no Módulo 8, as VTCDs registradas foram enquadradas nas regiões “E” e “F”, com 23 e 3 registros, respectivamente.

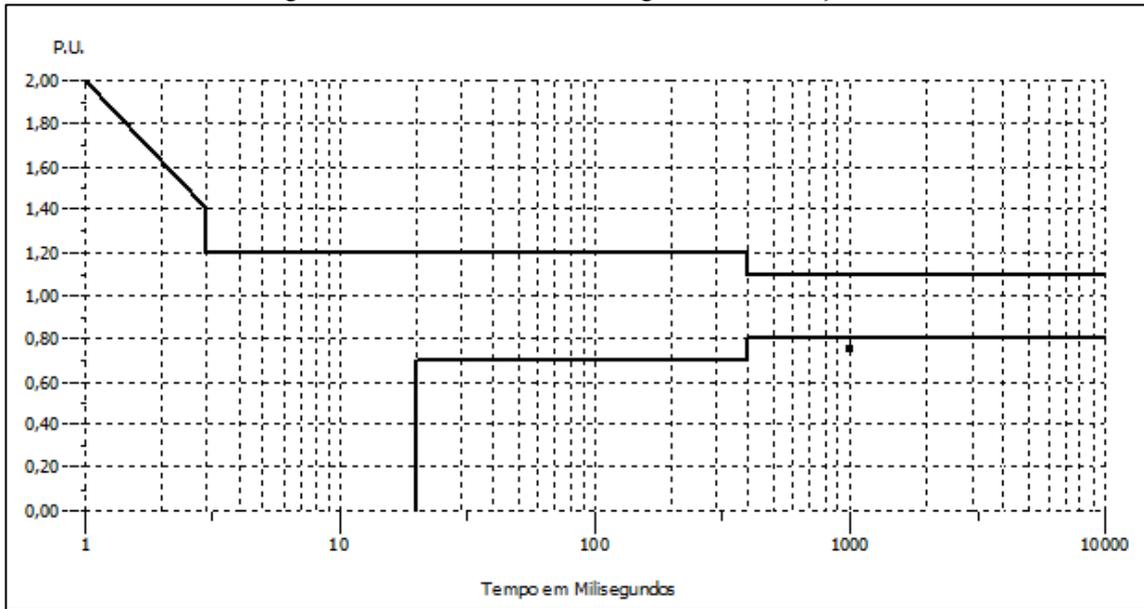
Na Medição II, foi registrada uma VTCD com duração de um segundo e magnitude de 0,747 p.u., conforme Figura 60, sendo classificada como afundamento momentâneo e enquadrada na região “G” de acordo com a estratificação descrita no Módulo 8 e o IEEE.

Figura 59 – Curva ITI das VTCDs Registradas na Medição I.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 60– Curva ITI da VTCD Registrada na Medição II.

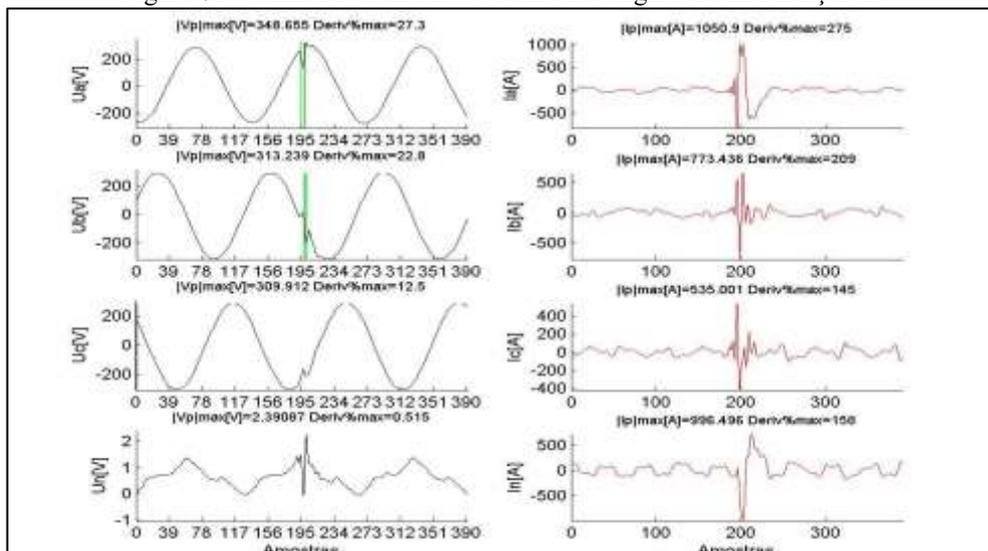


Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

3.1.8. Transitórios

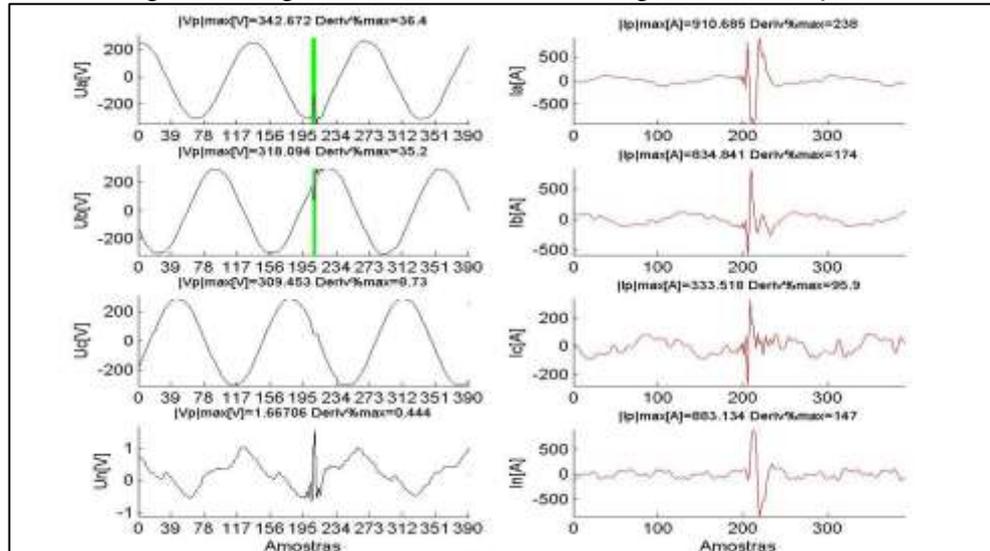
Foram verificados dois transitórios classificados como oscilatórios durante o registro da Medição II. Ambos ocorreram nas três fases e no neutro, indicando que a causa pode ter sido originada em uma carga trifásica. Não há como descartar a possibilidade de influência do SFV na origem desses transitórios. Os transitórios ocorreram pela manhã. O primeiro às 10h29 do dia 23/07, minutos após a reenergização da Subestação 1 e o segundo às 09h51 do dia 31/07. Os registros dos transitórios são mostrados nas Figuras 61 e 62.

Figura 61 – Primeiro Transitório Oscilatório Registrado na Medição II.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 62 – Segundo Transitório Oscilatório Registrado na Medição II.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

4.2. Análise da Subestação 2

As duas medições realizadas na Subestação 2 foram feitas entre os dias 06/08/2021 e 30/08/2021, tiveram como objetivos principais analisar o comportamento das cargas conectadas ao transformador e a obtenção dos dados conforme Módulo 8 do PRODIST. Não há SFV conectado ao barramento da Subestação 2.

A Medição III foi obtida com tempo de integração de 1 minuto, visto que a característica de consumo do Instituto não justifica a utilização de tempo de integração menor. Caso fosse necessário utilizar os dados dessa medição para acionar a concessionária de energia elétrica, os mesmos não seriam aceitos, visto que não atende as regras descritas no Módulo 8 do PRODIST. A Medição IV foi realizada com o tempo de integração de 10 minutos, como indica o Módulo 8.

4.1.1. Nível de Tensão

No momento da conexão do analisador de QEE ao barramento do quadro geral da Subestação 2, não foi possível realizar a identificação da sequência de fase para comparação entre as mesmas fases da Subestação 1.

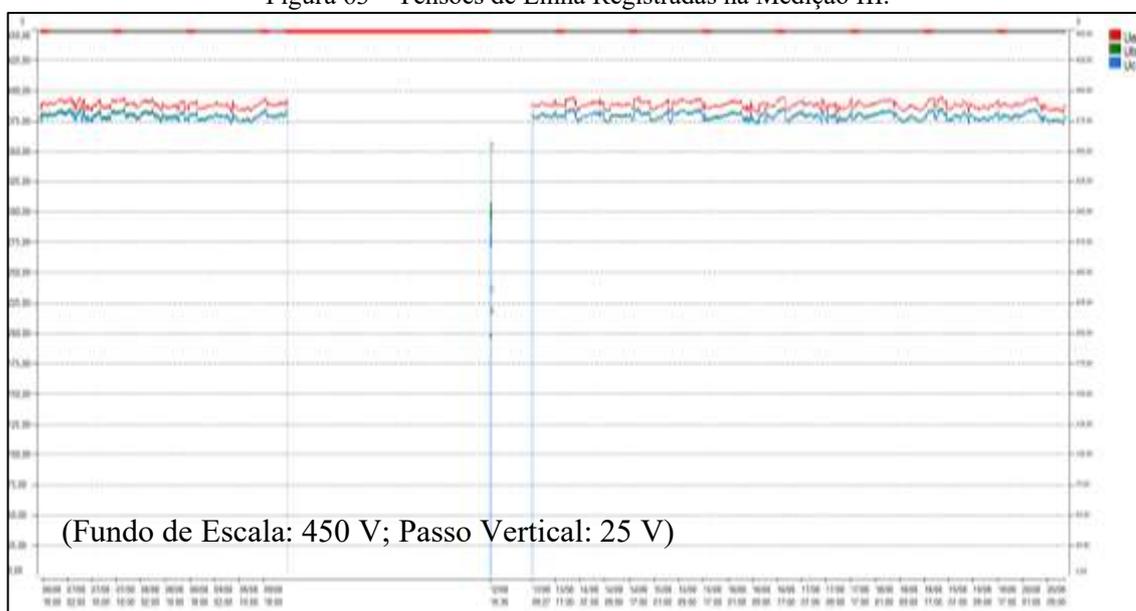
Durante o período da Medição III, houve uma interrupção sustentada, conforme mostra a Figura 63, onde as três fases foram afetadas. Nesta falta, houve nova abertura do elo fusível

da fase C (levando-se em consideração a sequência estabelecida nas Medições I e II) e posterior acionamento do disjuntor de média tensão.

A interrupção sustentada teve duração entre 1h35 do dia 10/08 (terça-feira) e 09h27 do dia 13/08 (sexta-feira). Entre esse período houve uma tentativa de reestabelecimento no fornecimento entre 19h36 e 20h10 do dia 12/08, onde as fases A, B e C registraram valores próximos a 90 V, 135 V e 215 V, respectivamente. Desta forma, é possível fazer a correlação entre as sequências de fase das medições realizadas nas subestações, onde as fases A e C estão alternadas entre si. Entretanto, na continuidade deste trabalho, será considerada a sequência de fase registrada pelo analisador de QEE. Para correção da falta foram substituídos o elo fusível e os isoladores do ramal de entrada da Subestação 1.

Percebe-se observando a Figura 64 que o nível da tensão na fase C é sempre inferior as demais fases durante todo o período em que não há problemas no fornecimento de energia

Figura 63 – Tensões de Linha Registradas na Medição III.

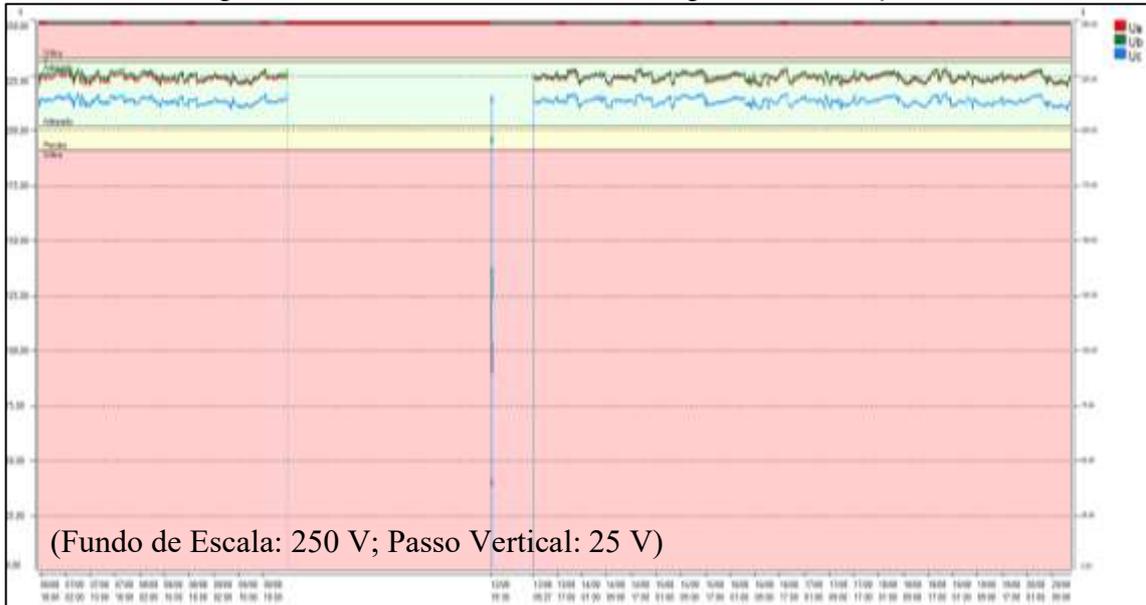


Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

elétrica, o que não acontece na Subestação 1, indicando um possível problema no transformador, desbalanceamento entre as fases ou queda de tensão no alimentador que deriva da Subestação 1.

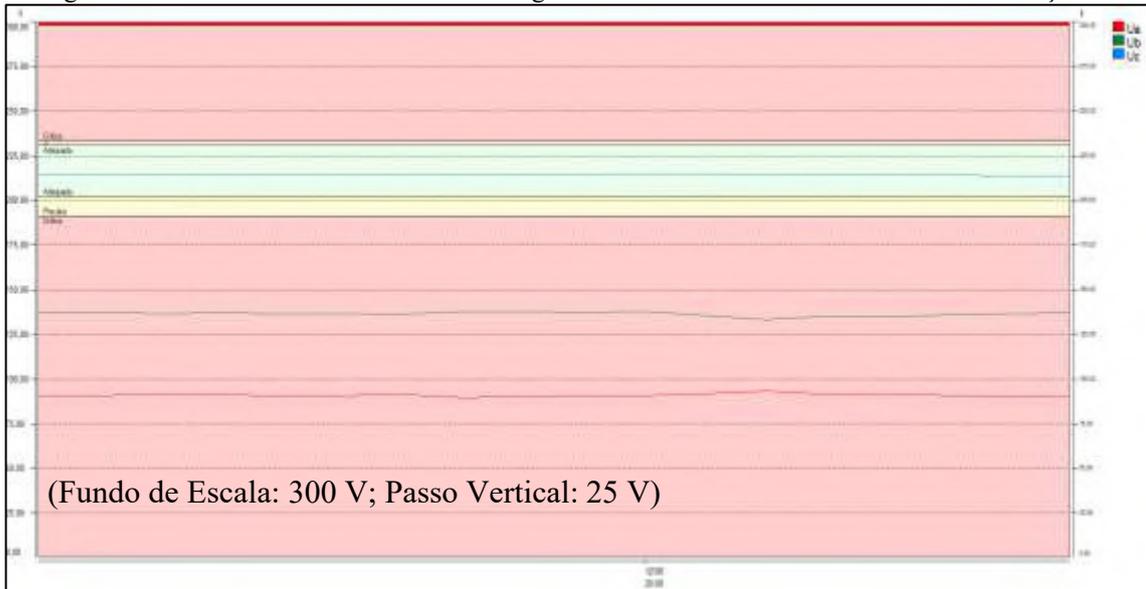
Em relação às faixas de tensão adequadas, precárias e críticas tratadas pelo Módulo 8 do PRODIST, houve a transgressão das fases A e B para níveis críticos durante o período em que foi realizada a tentativa de reestabelecimento no fornecimento, como visto na Figura 65.

Figura 64 – Tensões de Fase e suas Faixas Registradas na Medição III.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

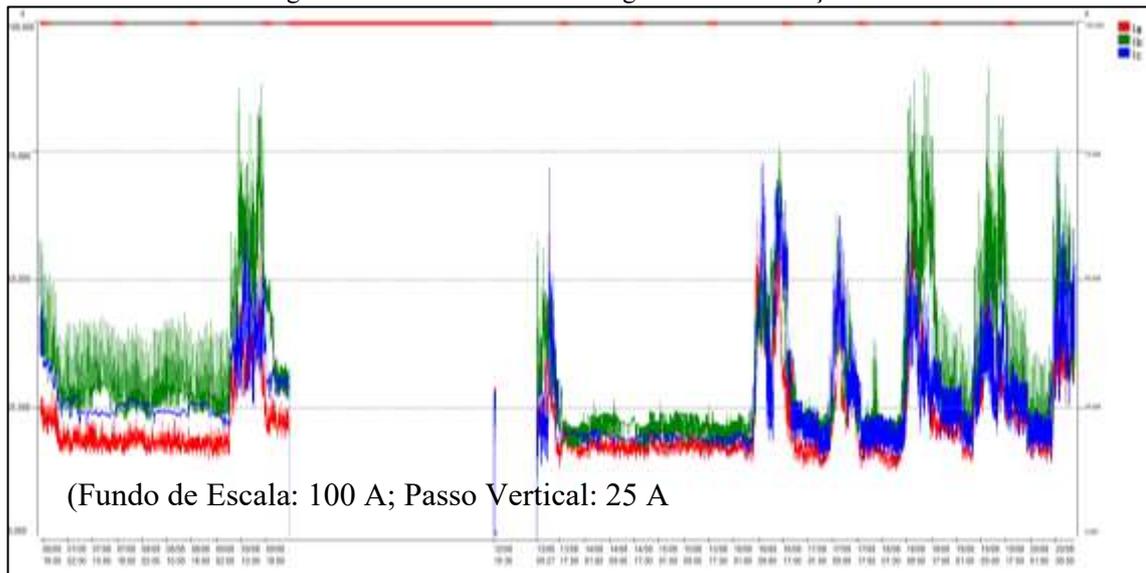
Figura 65 – Tensões de Fase e suas Faixas Registradas Durante o Período da Falta na Subestação 2.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

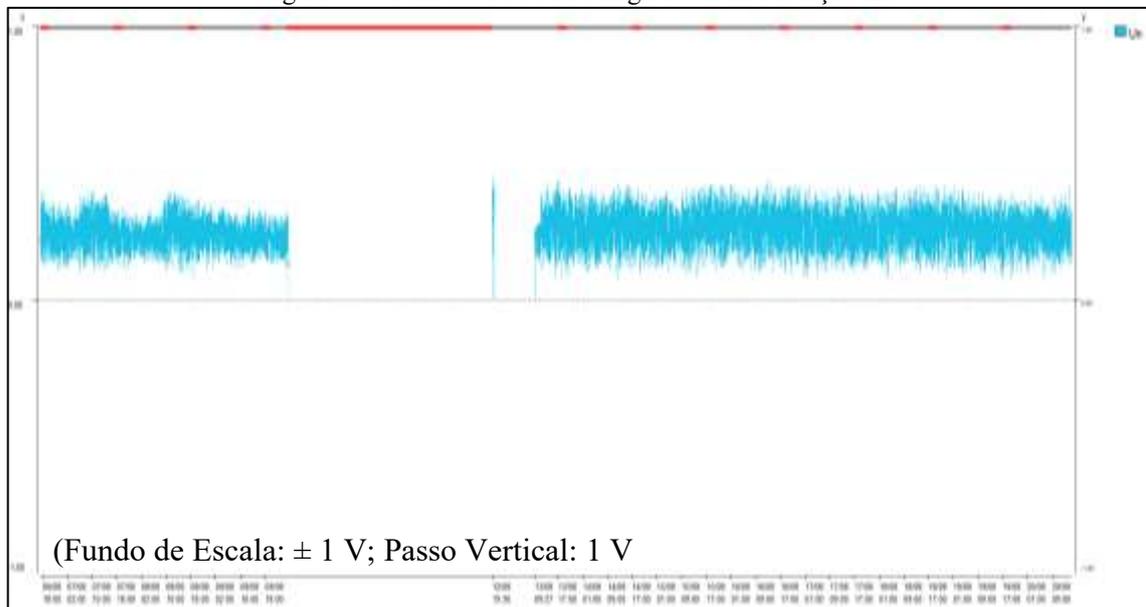
O sistema elétrico conectado ao transformador da Subestação 2 não é balanceado. Observa-se na Figura 66 que a corrente medida na fase B é maior durante maior parte do período de medição. A fase C mantém um nível inferior de corrente, indicando que a queda de tensão percebida por esta não é ocasionada pelo desbalanceamento entre as fases. A Figura 67 mostra que o nível da tensão de neutro se manteve inferior a 1 V em todo o período de medição.

Figura 66 – Correntes de Fase Registradas na Medição III.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 67 – Tensões de Neutro Registradas na Medição III.

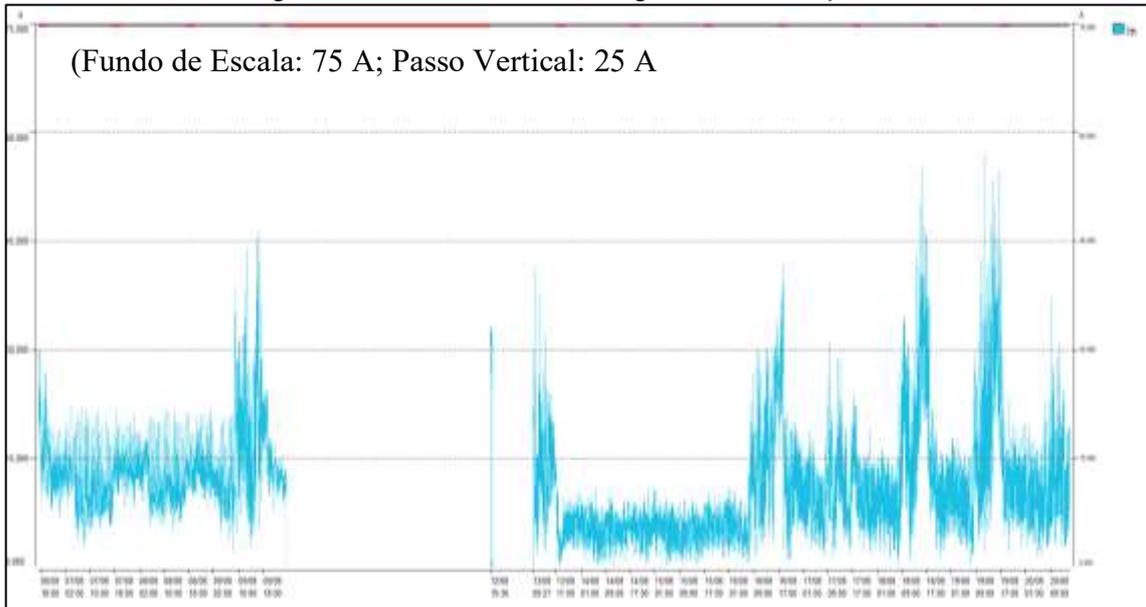


Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Os níveis de corrente de neutro também se mantiveram dentro da normalidade, conforme é visto na Figura 68, porém reafirmam o desbalanceamento entre as fases.

O índice DRC ficou dentro do limite estipulado pela ANEEL, atingindo 0,22%, conforme mostra a Figura 69. Os piores valores críticos inferiores foram de 39,72 V e 90,58 V para as fases A e B, respectivamente.

Figura 68 – Correntes de Neutro Registradas na Medição III.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 69 – Distribuição de Tensões Registrada na Medição III conforme Módulo 8.

Tensão nominal: 220,00 V Tensão zero: 0,00 V
Faixa adequada: 202,00 V ≤ Tensão ≤ 231,00 V
Número de amostras válidas utilizadas para o cálculo de DRP e DRC: 15304
Faixas precárias: (191,00 V ≤ tensão < 202,00 V) e (231,00 V < tensão ≤ 233,00 V)
Faixas críticas: (tensão < 191,00 V) e (tensão > 233,00 V)

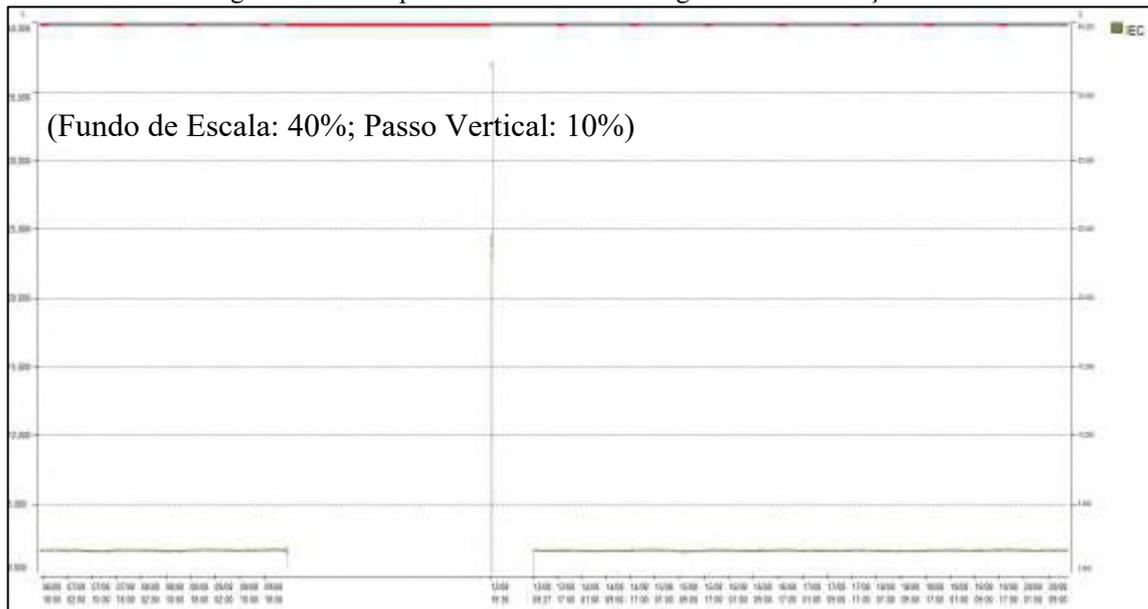
	Ua	Ub	Uc
Total de leituras:	15304	15304	15304
Leituras em queda:	(4) 0,03 %	(4) 0,03 %	(4) 0,03 %
Leituras zero:	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %
Leituras válidas:	(15300) 99,97 %	(15300) 99,97 %	(15300) 99,97 %
Leituras adequadas:	(15267) 99,78 %	(15267) 99,78 %	(15300) 100,00 %
Leituras precárias (inferior):	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %
Leituras precárias (superior):	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %
Leituras precárias (total):	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %
DRP calculado:	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Leituras críticas (inferior):	(33) 0,22 %	(33) 0,22 %	(0) 0,00 %
Leituras críticas (superior):	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %	(0) 0,00 %
Leituras críticas (total):	(33) 0,22 %	(33) 0,22 %	(0) 0,00 %
DRC calculado:	0,22 %	0,22 %	0,00 %
Tensão média:	223,48 V	224,54 V	213,42 V
Tensão máxima:	227,65 V	228,79 V	217,21 V
Tensão mínima:	89,59 V	90,58 V	209,35 V

Há violações dentro dos limites estabelecidos pela Resolução 505
 Piores fases: Va, Vb
 DRC: 0,22% limite(0.5%) DRP: 0,00% limite(3.0%)

Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

O nível de desequilíbrio entre as fases manteve-se dentro dos limites, tendo o analisador de QEE registrado no instante da reenergização um desbalanço próximo de 35%, conforme ilustrado na Figura 70.

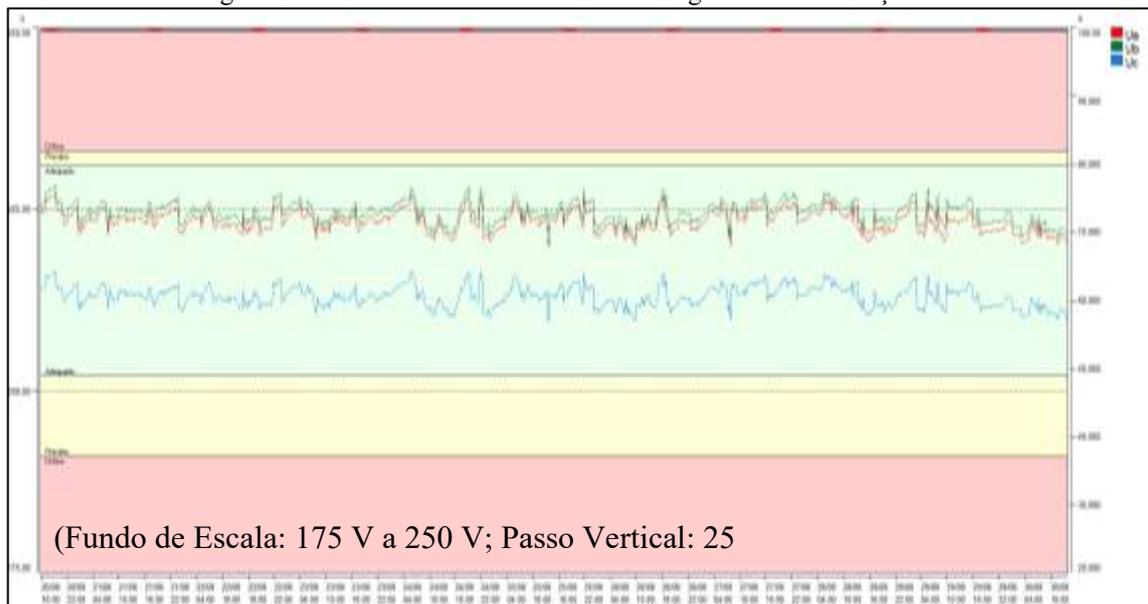
Figura 70 – Desequilíbrio entre as Fases Registrados na Medição III.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Em relação a Medição IV, realizada na Subestação 2 e configurada com tempo de integração de 10 minutos, atendendo as regras expressas pelo Módulo 8, não foram detectadas anomalias em relação ao nível de tensão de fase, conforme Figura 71.

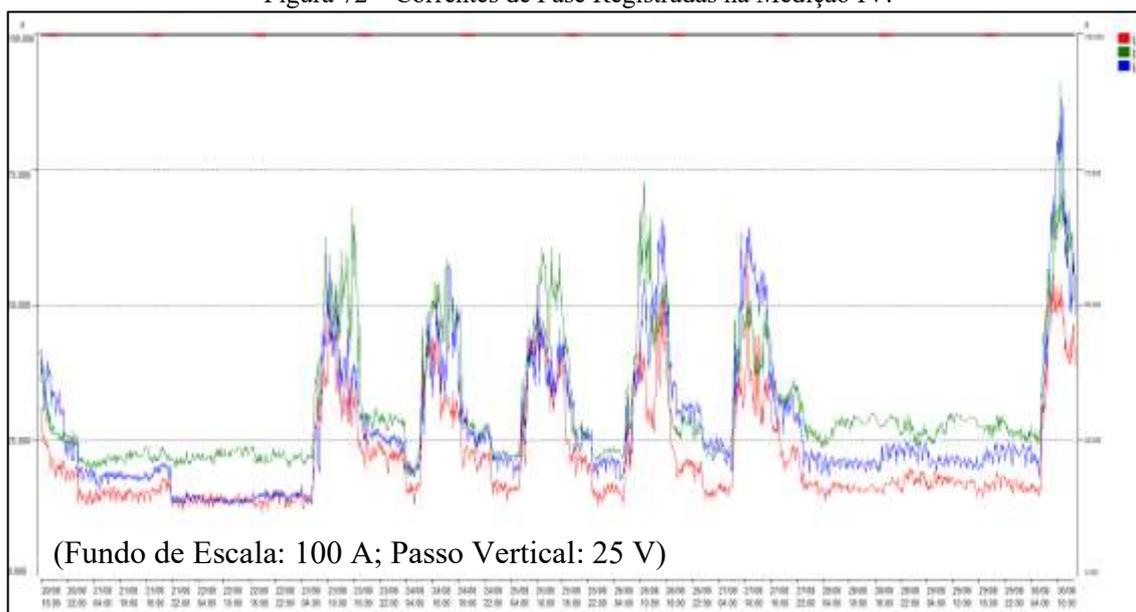
Figura 71 – Tensões de Fase e suas Faixas Registradas na Medição IV.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

O gráfico das correntes de fase, visto na Figura 72, detalha bem o perfil de consumo das cargas conectadas à Subestação 2. Há picos de corrente nas três fases durante os dias úteis, em que há expediente no IFPB, e uma queda nos finais de semana.

Figura 72 – Correntes de Fase Registradas na Medição IV.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Os demais indicadores mantiveram-se dentro dos limites durante todo o período da Medição IV.

4.1.2. Fator de Potência

Como citado na análise realizada na Subestação 1, o fator de potência trifásico da Subestação 2 mostrou-se capacitivo durante maior parte do período de medição, mesmo não havendo banco de capacitores instalado no barramento. A Figura 73 mostra os valores do FP, em que os acima da linha de referência são negativos.

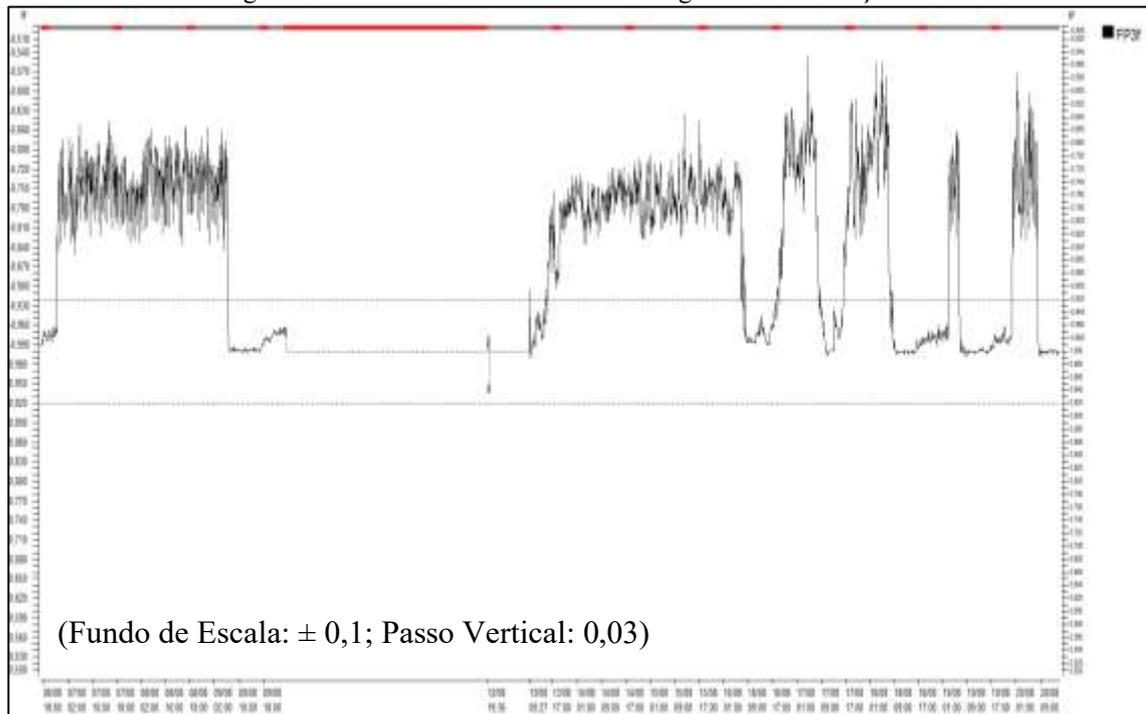
Durante os finais de semana, o FP ficou capacitivo em todo período de medição. Nos dias úteis, existem instantes em que o FP ficou dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL.

Observando-se o gráfico de potência reativa na Figura 74, tem-se os valores da Subestação 2 variando entre 10 kvar capacitivo e 5 kvar indutivo, indicando a predominância de cargas capacitivas, como lâmpadas LED e condicionadores de ar *inverter*.

As Figuras 75 e 76, obtidas a partir da Medição IV, mostram o FP ainda capacitivo na maior parte do tempo de medição, apesar de existir instantes em que a potência reativa é predominantemente indutiva, da mesma forma como é observado nas medições realizadas na Subestação 1.

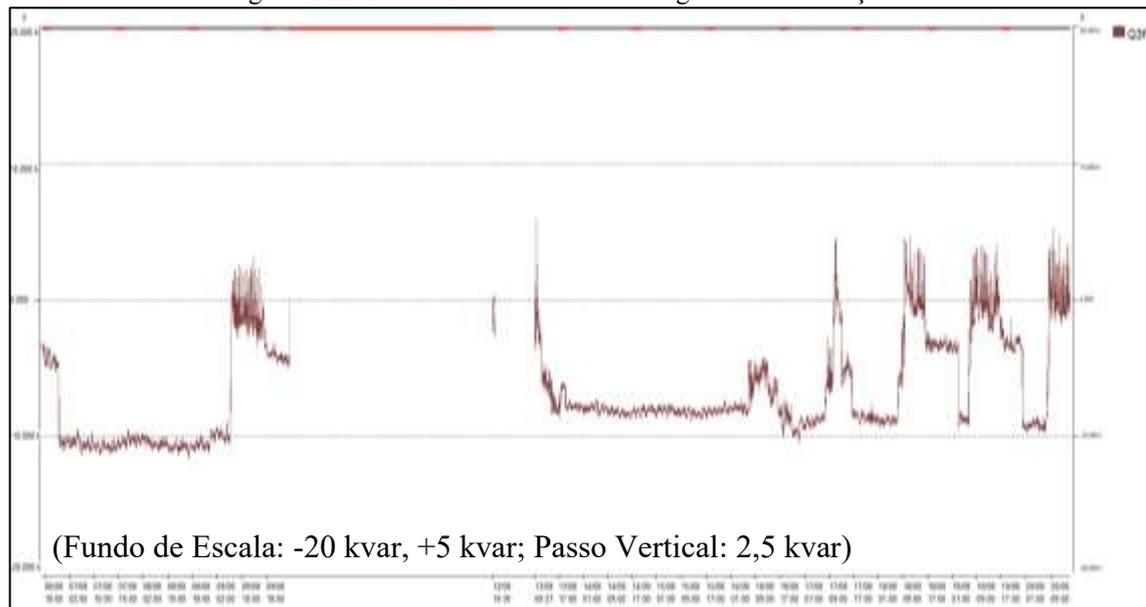
4.1.3. Distorções Harmônicas de Tensão e Corrente

Figura 73 – Fator de Potência Trifásico Registrado na Medição III.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

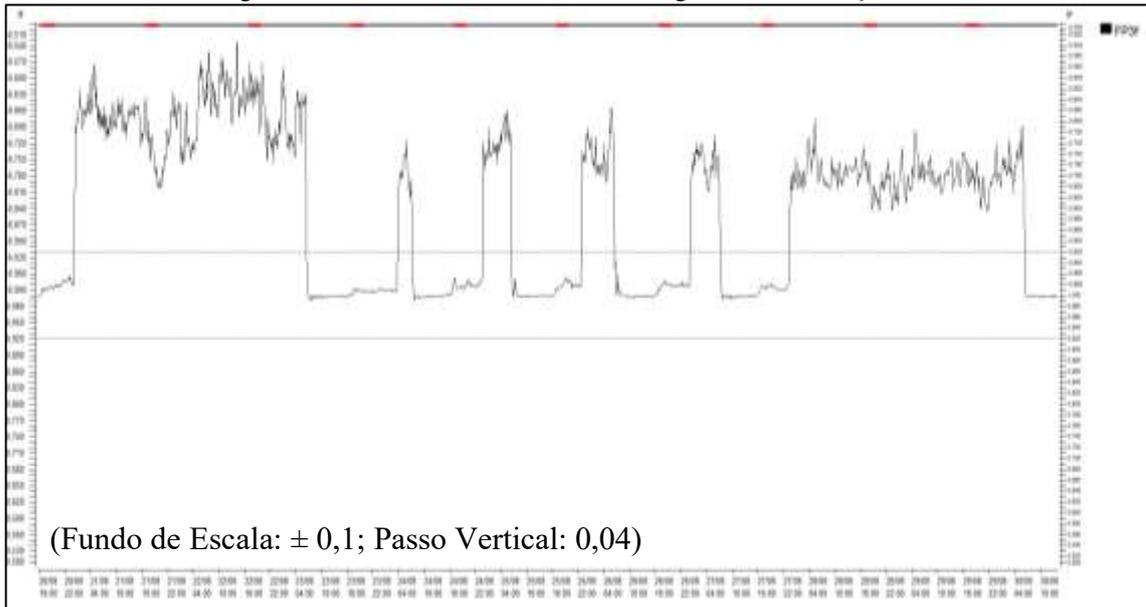
Figura 74 – Potência Reativa Trifásica Registrada na Medição III.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

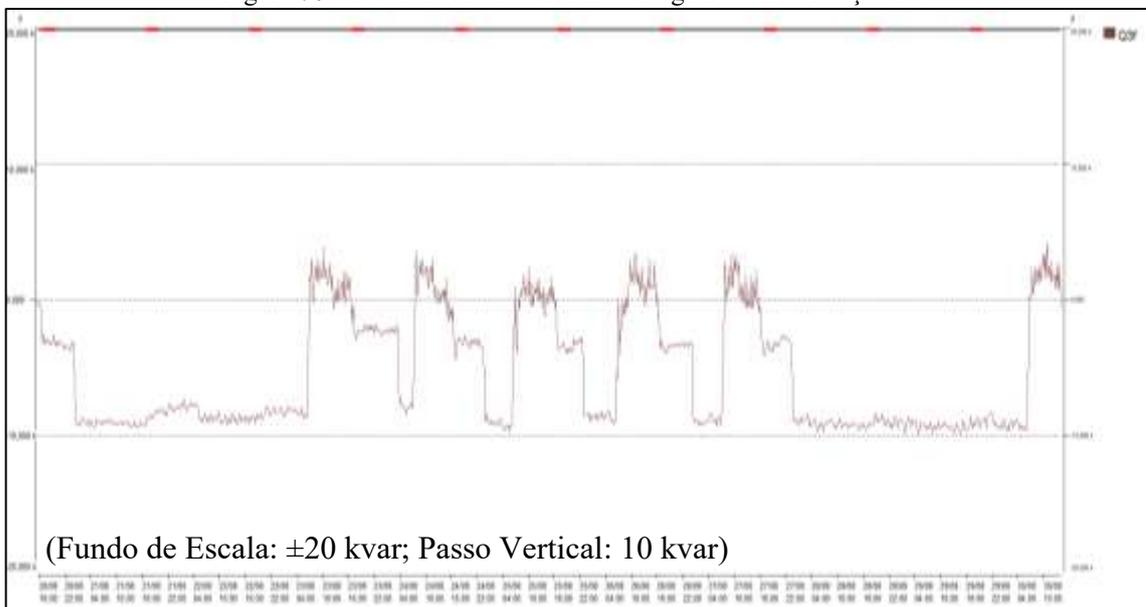
Os níveis da TDHv da Subestação 2 mantiveram-se dentro do limite de 10% estipulado pelo Módulo 8 do PRODIST durante a Medição III. A Figura 77 mostra a THDv das três fases mantendo-se próximo dos 3%.

Figura 75 – Fator de Potência Trifásico Registrado na Medição IV.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

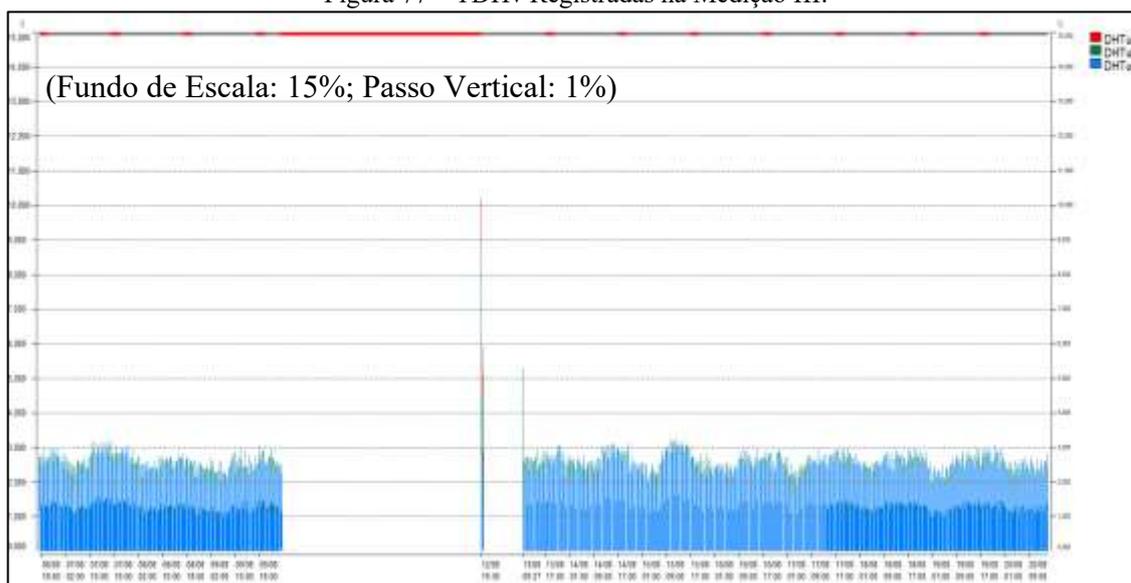
Figura 76 – Potência Reativa Trifásica Registrada na Medição IV.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

A Tabela 16 mostra os piores registros de cada fase armazenados pelo analisador de QEE da tensão harmônica, em valores RMS e percentual, da fundamental até a 25ª ordem. Observa-se que os piores registros das fases A e B ocorreram no instante em que o nível de tensão da fundamental era 101,92 V e 125,98 V, respectivamente, ou seja, no instante em que foi realizada a tentativa de reenergização das subestações. Os piores registros das fases A, B e C registraram DHTv de 10,20%, 9,03% e 3,24%, respectivamente. A tensão RMS total no pior

Figura 77 – TDHv Registradas na Medição III.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

registro de cada fase, levando-se a tensão fundamental e as tensões harmônicas, foi 102,46 V, 126,49 V e 214,74 V.

Tabela 16 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHv Registrados na Medição III.

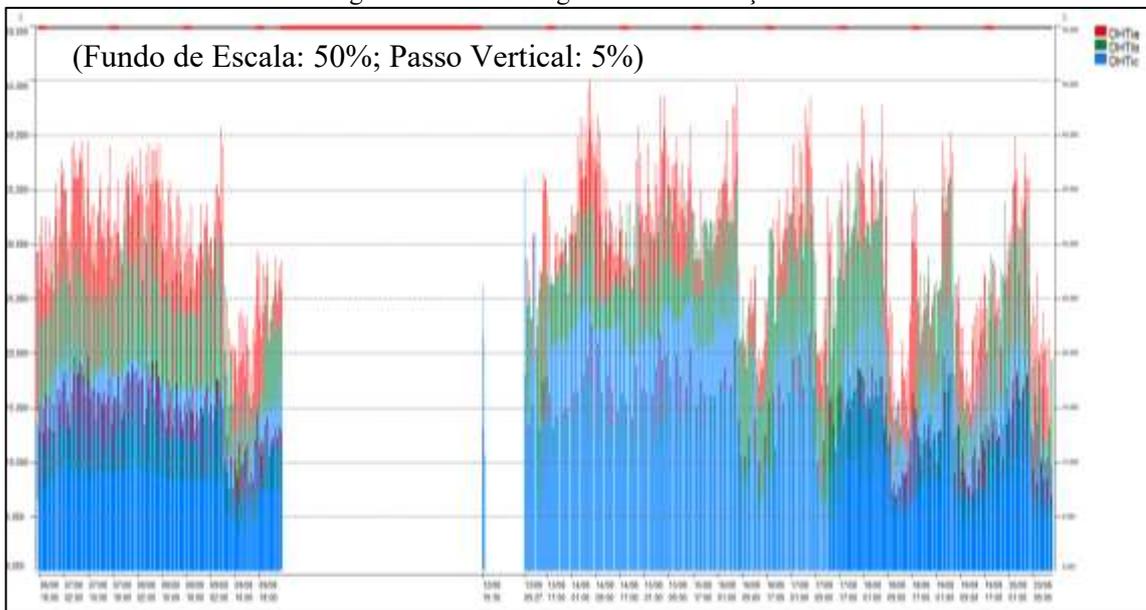
<i>TDHv</i>						
Ordem (ª)	Fase A		Fase B		Fase C	
	RMS (V)	%	RMS (V)	%	RMS (V)	%
1	101,92	100	125,98	100	214,63	100
3	8,12	7,96	8,25	6,54	0,65	0,30
5	3,85	3,78	5,36	4,25	4,75	2,21
7	2,93	2,87	3,17	2,51	0,95	0,44
9	2,16	2,11	2,28	1,80	0,70	0,32
11	1,80	1,76	1,89	1,49	0,79	0,36
13	1,38	1,36	1,58	1,25	0,78	0,36
15	1,25	1,22	1,28	1,01	0,83	0,38
17	1,13	1,10	1,23	0,97	0,75	0,35
19	1,01	0,99	1,13	0,89	0,79	0,36
21	0,85	0,83	1,03	0,82	0,80	0,37
23	0,74	0,73	0,95	0,75	0,88	0,41
25	0,72	0,70	0,76	0,60	0,78	0,36

Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Os níveis da TDHi da Subestação 2 ficaram oscilando entre 10% e 40% durante o período de medição, conforme visto na Figura 78.

A Tabela 17 mostra o pior registro armazenado pelo analisador de QEE da corrente harmônica de cada fase, em valores RMS e percentual, da fundamental até a 25ª ordem. Os piores registros das fases A, B e C registraram DHTi 45,13%, 37,67% e 36,23%, respectivamente. A tensão RMS total no pior registro de cada fase, levando-se a fundamental e as tensões harmônicas, foi 12,78 A, 12,48 A e 9,05 A. Comparando-se os dados da Tabela 17 com os limites mostrados na Tabela 10, há transgressão dos limites principalmente nos índices harmônicos até a 9ª ordem na fase A e até a 7ª ordem na fase B. Na fase C os índices harmônicos ficaram dentro dos limites aceitáveis.

Figura 78 – TDHi Registradas na Medição III.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Tabela 17 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHi Registrados na Medição III.

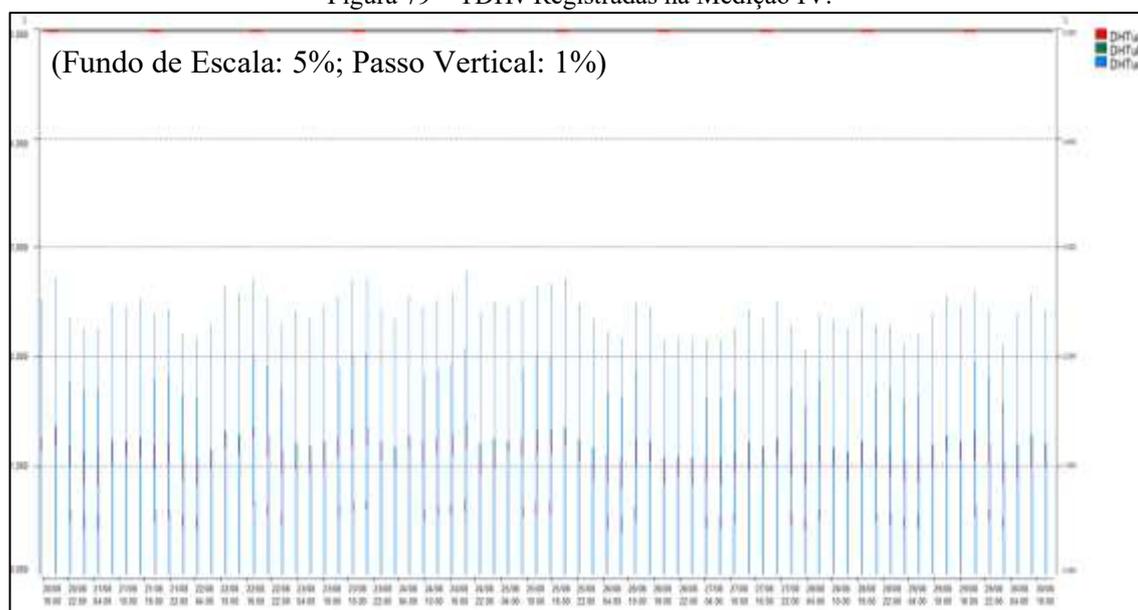
<i>TDHi</i>						
Ordem (ª)	Fase A		Fase B		Fase C	
	RMS (A)	%	RMS (A)	%	RMS (A)	%
1	14,63	100	20,06	100	8,65	100
3	4,59	31,41	5,28	26,31	1,97	22,77
5	3,47	23,71	3,55	17,70	1,37	15,84
7	1,87	12,82	2,30	11,48	0,94	10,89

9	1,59	10,89	1,34	6,69	1,03	11,88
11	0,66	4,48	0,86	4,30	0,68	7,92
13	0,66	4,48	1,34	6,69	0,43	4,95
15	1,12	7,69	1,63	8,13	0,43	4,95
17	0,75	5,12	0,77	3,82	0,09	0,99
19	0,28	1,92	0,67	3,34	0,09	0,99
21	0,47	3,20	0,86	4,30	0,26	2,97
23	0,09	0,64	0,29	1,43	0,09	0,99
25	0,09	0,64	0,29	1,43	0,09	0,99

Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Os níveis da TDHv verificados pela Medição IV permaneceram dentro do limite de 10% estipulado pelo Módulo 8 do PRODIST, conforme indica a Figura 79 e a Tabela 18.

Figura 79 – TDHv Registradas na Medição IV.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Tabela 18 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHv Registrados na Medição IV.

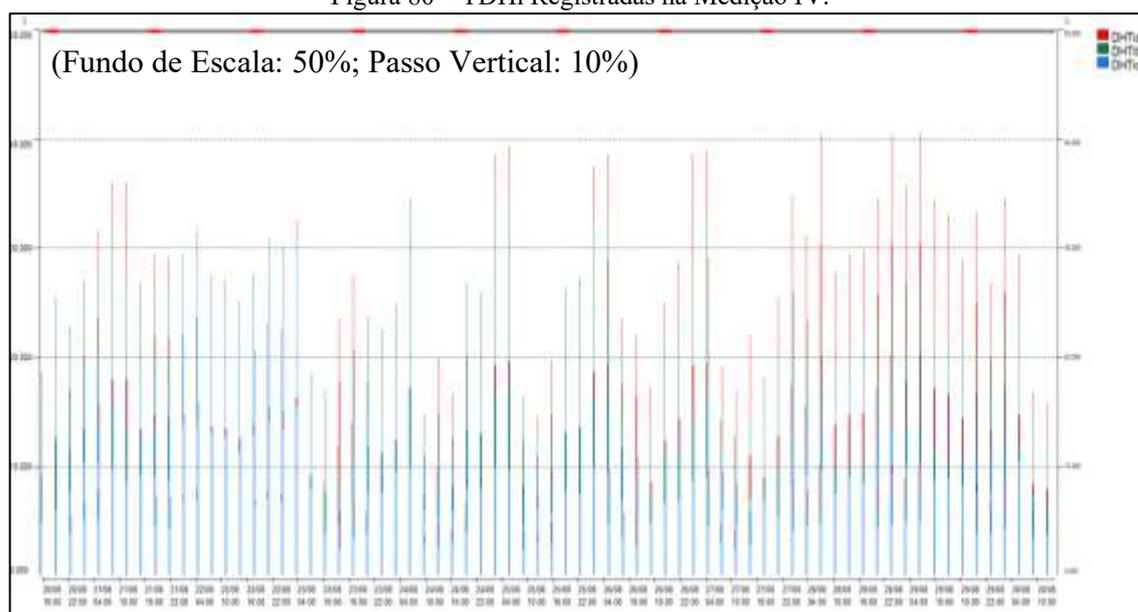
Ordem (°)	<i>TDHv</i>					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	RMS (V)	%	RMS (V)	%	RMS (V)	%
1	223,61	100	224,83	100	212,56	100
3	0,62	0,27	0,76	0,33	0,59	0,27

5	4,98	2,22	4,76	2,11	4,11	1,93
7	0,63	0,28	0,68	0,30	1,21	0,56
9	0,35	0,15	0,58	0,25	0,64	0,30
11	0,43	0,19	0,57	0,57	0,60	0,28
13	0,38	0,16	0,54	0,24	0,73	0,34
15	0,41	0,18	0,59	0,26	0,64	0,30
17	0,38	0,16	0,62	0,24	0,62	0,29
19	0,41	0,18	0,60	0,26	0,64	0,30
21	0,41	0,18	0,62	0,27	0,64	0,30
23	0,43	0,19	0,61	0,27	0,68	0,31
25	0,38	0,16	0,57	0,25	0,63	0,29

Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Os níveis de DHTi verificados pela Medição IV ficaram próximos de 20% em grande parte do período de medição, passando de 40% em alguns momentos, conforme indica a Figura 80.

Figura 80 – TDHi Registradas na Medição IV.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Na Medição IV repete-se a transgressão dos valores estipulados pelo padrão IEEE 519, como pode ser visto na Tabela 19.

Tabela 19 – Piores Registros dos Valores RMS e TDHi Registrados na Medição IV.

TDHi						
Ordem (ª)	Fase A		Fase B		Fase C	
	RMS (A)	%	RMS (A)	%	RMS (A)	%
1	15,64	100	20,92	100	14,75	100
3	4,36	27,87	5,23	25,00	3,37	22,87
5	3,41	21,81	3,00	14,35	1,45	9,80
7	1,99	12,72	2,03	9,72	1,25	8,49
9	1,33	8,48	1,36	6,48	1,06	7,18
11	0,19	1,21	0,77	3,70	0,96	6,53
13	0,57	3,63	1,26	6,01	0,67	4,57
15	1,14	7,27	1,65	7,87	1,16	7,84
17	0,76	4,84	0,97	4,62	0,58	3,92
19	0,38	2,42	0,87	4,16	0,29	1,96
21	0,38	2,42	1,06	5,09	0,29	1,96
23	0,09	0,60	0,19	0,92	0,00	0,00
25	0,09	0,60	0,39	1,85	0,00	0,00

Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

4.1.4. Desequilíbrio de Tensão

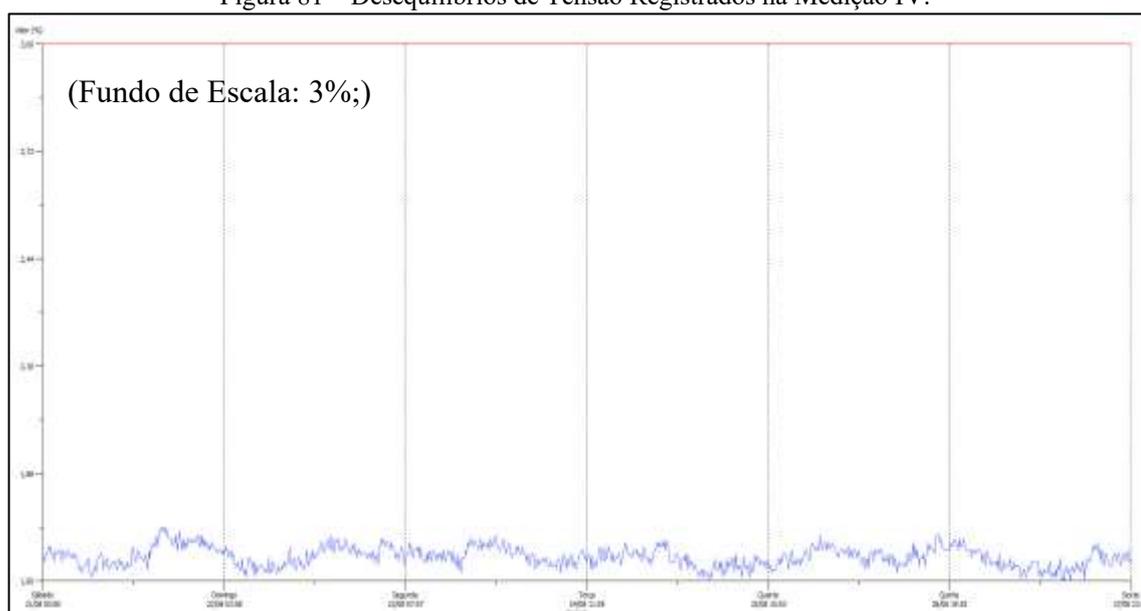
O analisador de QEE utilizado na obtenção dos dados entrega o gráfico e os valores de desequilíbrio de tensão quando o equipamento está configurado com o tempo de integração de 10 minutos, conforme estabelece o Módulo 8.

Na Medição IV realizada na Subestação 2, não houve transgressão dos limites estabelecidos pelo referido Módulo, conforme mostra a Figura 81.

4.1.5. Flutuação de Tensão

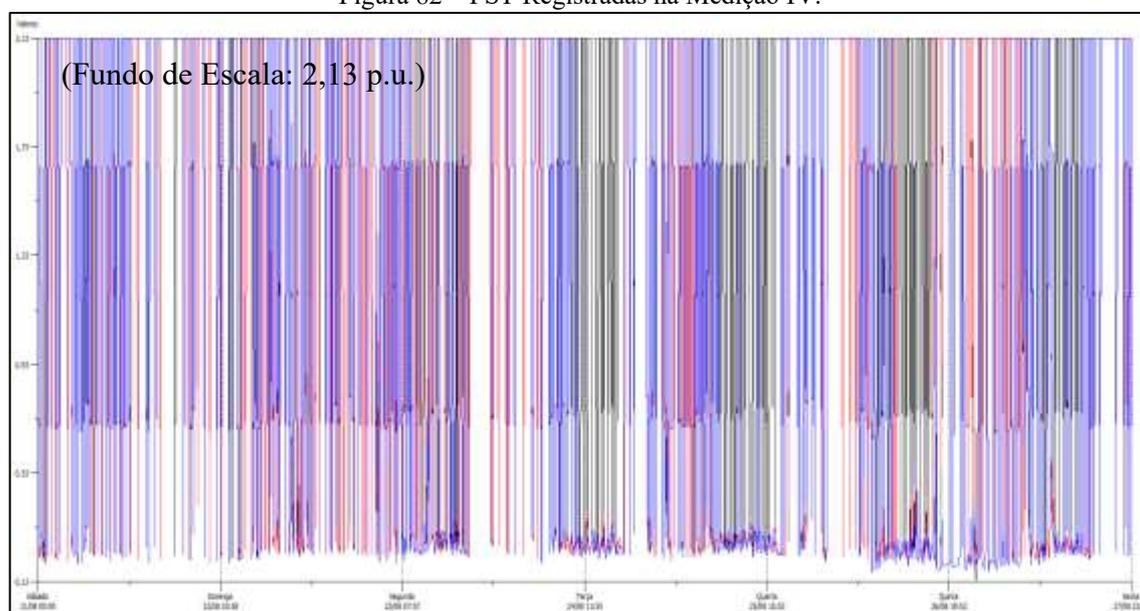
A flutuação de tensão medida na Subestação 1 ficou acima do limite estabelecido pelo Módulo 8 em todo o período de medição. O limite para o nível de tensão em que a medição foi realizada é de 1 p.u., enquanto foram registradas P_{st} e P_{lt} de 2,13 p.u. para ambos, conforme as Figuras 82 e 83.

Figura 81 – Desequilíbrios de Tensão Registrados na Medição IV.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 82 – PST Registradas na Medição IV.

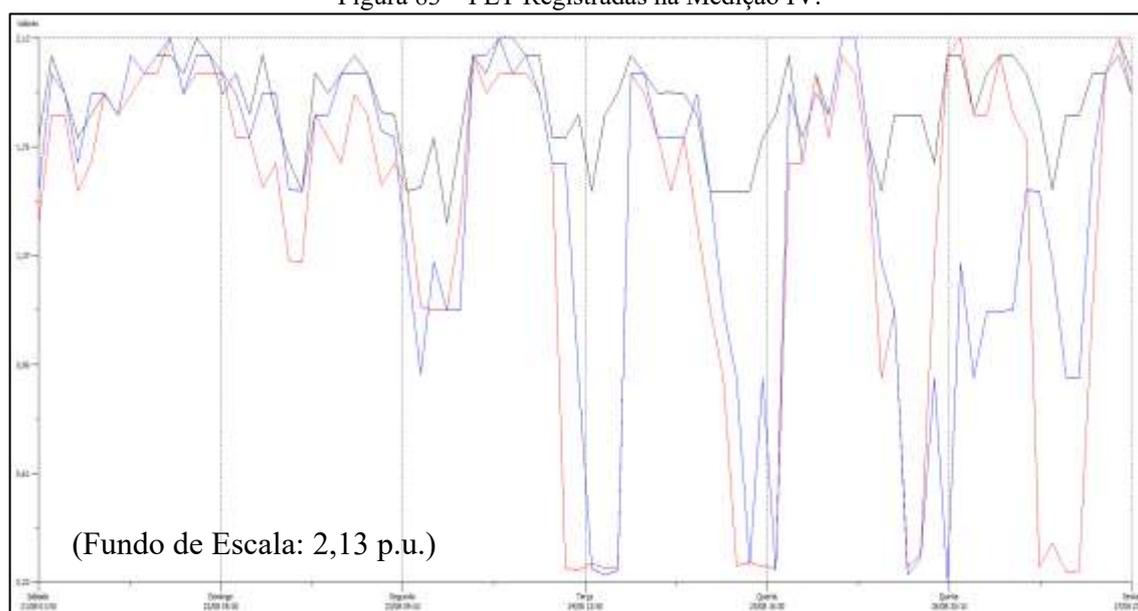


Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

4.1.6. Variação de Frequência

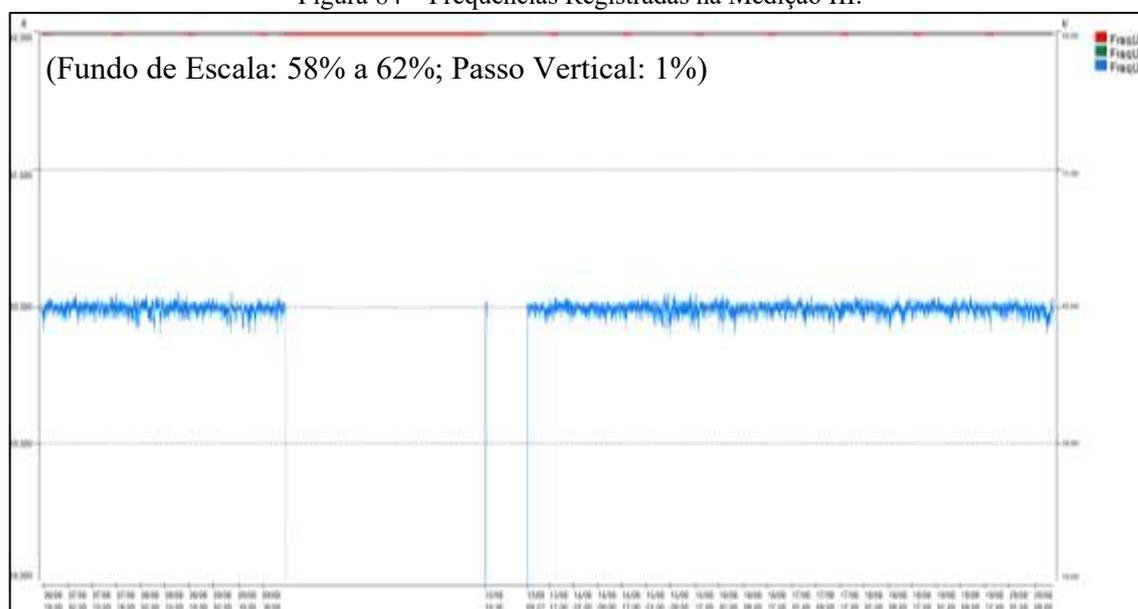
A frequência medida na Subestação 2 ficou dentro dos limites estabelecidos pelo Módulo 8 em todo o período de medição, conforme detalha as Figuras 84 e 85.

Figura 83 – PLT Registradas na Medição IV.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Figura 84 – Frequências Registradas na Medição III.

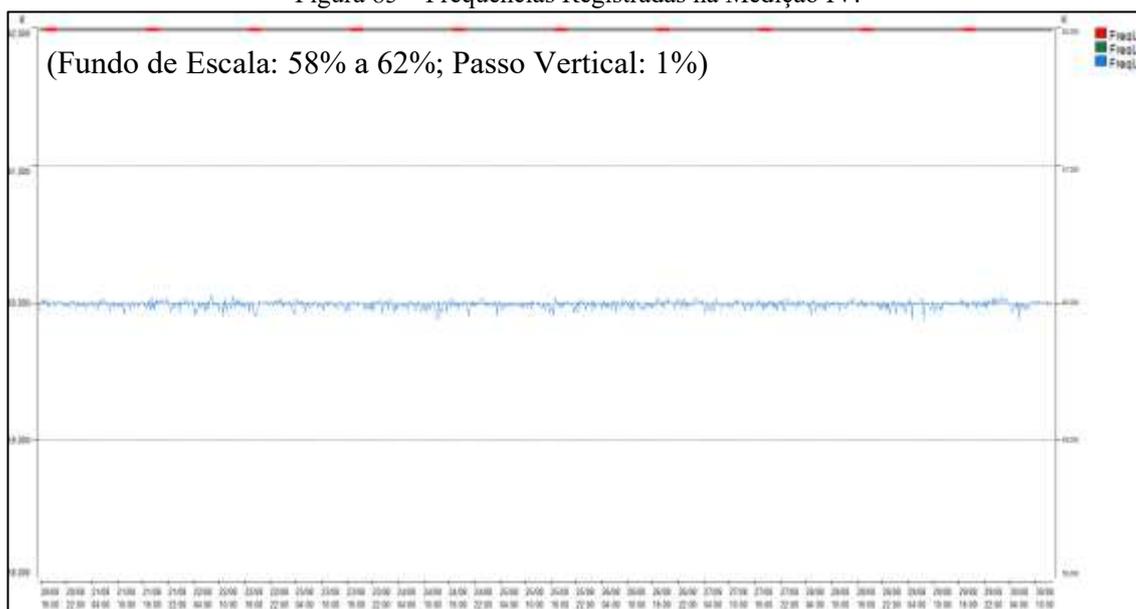


Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

4.1.8. Variação de Tensão de Curta Duração

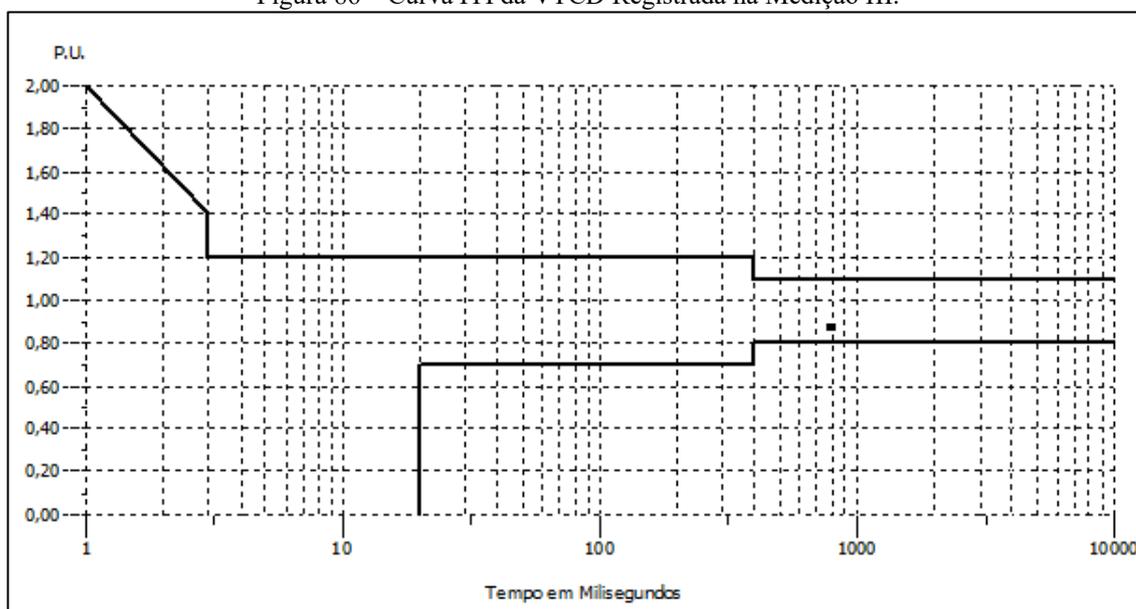
Durante o registro da Medição III, foi verificada uma VTCD. Segundo a Curva ITI gerada pelo analisador de QEE, mostrada na Figura 86, esse evento não ocasionaria desligamento de cargas sensíveis, enquanto a estratificação do Módulo 8 do PRODIST o evento se enquadra dentro da região “A”. A VTCD teve duração de 0,8 segundo e magnitude de 0,87 p.u, classificada como afundamento momentâneo, conforme o Módulo 8 e o IEEE.

Figura 85 – Frequências Registradas na Medição IV.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

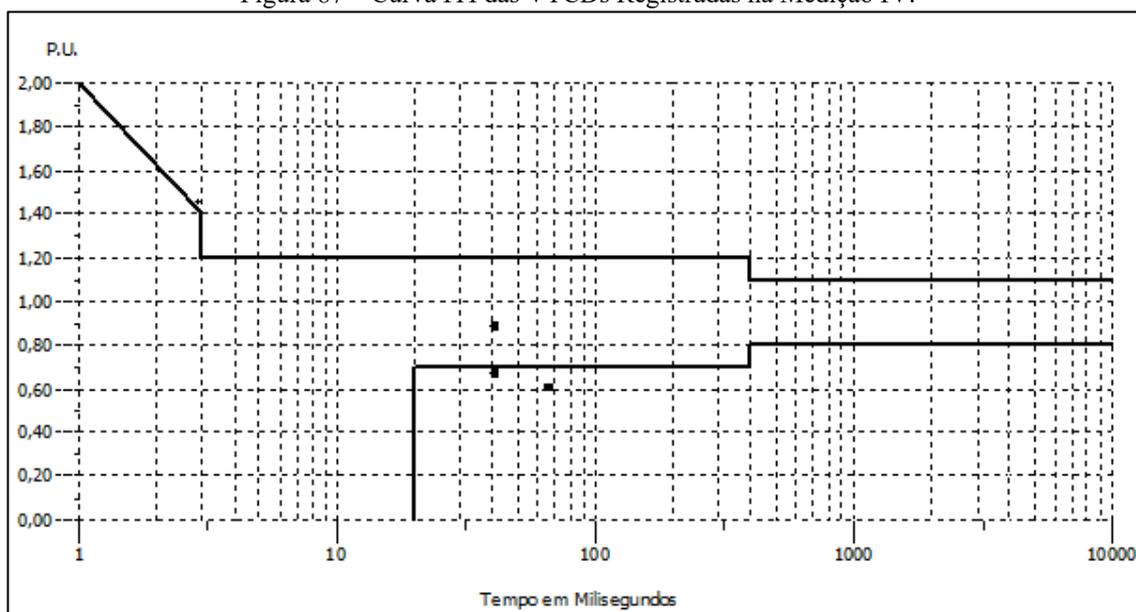
Figura 86 – Curva ITI da VTCD Registrada na Medição III.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Durante o registro da Medição IV, foram verificadas três VTCDs. Segundo a Curva ITI gerada pelo analisador de QEE, mostrada na Figura 87, um dos eventos não ocasionaria desligamento de cargas sensíveis. A estratificação do Módulo 8 do PRODIST enquadra dois eventos na região “B” e outro na região “A”. As VTCDs tiveram duração entre 0,04 e 0,06 segundo e magnitudes entre 0,60 e 0,88 p.u., classificadas como afundamento momentâneo, segundo o Módulo 8 e como afundamento instantâneo, conforme o IEEE.

Figura 87 – Curva ITI das VTCDs Registradas na Medição IV.



Fonte: (AUTORIA PRÓPRIA, 2023).

Durante o registro da Medição IV, foram verificadas três VTCDs. Segundo a Curva ITI gerada pelo analisador de QEE, mostrada na Figura 86, um dos eventos não ocasionaria desligamento de cargas sensíveis. A estratificação do Módulo 8 do PRODIST enquadra dois eventos na região “B” e outro na região “A”. As VTCDs tiveram duração entre 0,04 e 0,06 segundo e magnitudes entre 0,60 e 0,88 p.u, classificadas como afundamento momentâneo, segundo o Módulo 8 e como afundamento instantâneo, conforme o IEEE.

3.1.8. Transitórios

Não foram registrados transitórios nas Medições III e IV realizadas na Subestação 2.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo principal deste trabalho foi realizar uma análise de QEE em duas das três subestações do IFPB. Dessa forma, as mesmas foram monitoradas e a QEE foi classificada conforme as normas brasileiras estabelecidas pelo PRODIST e, na omissão destas, por normas estrangeiras. Com base nas análises realizadas das medições obtidas, foi possível notar a presença de distúrbios nas duas subestações.

Nas Subestações 1 e 2 foram verificados os níveis de tensão onde algumas fases chegaram a níveis críticos durante as ocorrências das faltas ocasionadas por falha nos isoladores do ramal de entrada da Subestação 1. O fator de potência ficou abaixo de 0,92 capacitivo durante a maior parte do período de medição. As harmônicas de tensão estão dentro dos limites estabelecidos pelo Módulo 8, enquanto as de corrente transgrediram os limites descritos pelo Padrão IEEE 519. Mesmo as correntes harmônicas não aumentando a distorção harmônica total de tensão ao ponto desta ultrapassar os limites normativos, caso existisse a presença de banco de capacitores no Instituto, haveria o risco de ressonância harmônica. A flutuação de tensão ultrapassou os limites determinados pelo Módulo 8, o que pode causar o efeito *flicker* nas lâmpadas. Foram identificadas VTCDs que ocasionaram afundamento momentâneo e interrupções momentânea e instantânea, o que pode acarretar em queima ou desligamento de equipamentos elétricos.

Na Subestação 1 foram registrados transitórios trifásicos pelo analisador de QEE, suspeitando-se que tenham sido ocasionados por carga trifásica ou sistema fotovoltaico.

Na Subestação 2 deve-se verificar a causa da queda de tensão na fase C que, mesmo com os níveis de correntes menores circulando por seus condutores, registrou uma tensão inferior às demais. Após a análise, suspeita-se da queda de tensão no alimentador que deriva da Subestação 1 ou defeito no transformador.

Em relação ao fator de potência, assim como o medidor da unidade consumidora, o analisador de QEE utilizado no estudo registra os dados com as medições nos 4 quadrantes. Desta forma, é interessante verificar em trabalhos futuros as causas e motivos do baixo FP e a não incidência de valores das tarifas correspondentes a essa grandeza, utilizando-se outro equipamento para realização da análise e, se possível, instalando-o obtendo os dados de referência na média tensão, pois, desta forma serão analisadas as duas subestações simultaneamente e os reativos indutivos dos transformadores.

REFERÊNCIAS

- AESA. **Meteorologia – Chuvas**. Paraíba. 2023. Disponível em: <http://www.aesa.pb.gov.br/aesa-website/meteorologia-chuvas-grafico/?id_municipio=95&date_chart=2021-07-30&period=week>. Acesso em: 05 mai. 2023.
- ALDABÓ, Ricardo. **Qualidade na Energia Elétrica**. 1. ed. Artliber, 2001.
- ALEXANDER, Charles K.; SADIKU, Matthew N. O. **Fundamentos de Circuitos Elétricos**. AMGH Editora. 2013.
- ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília. 2016. Disponível em: <<https://biblioteca.aneel.gov.br/Busca/Download?codigoArquivo=178813>>. Acesso em: 07 set 2022.
- ANEEL. **Geração Distribuída**. 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>. Acesso em: 27 mar. 2023.
- ANEEL. **Regras e Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8**. 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Acesso em: 29 ago. 2022.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 1000**. 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>>. Acesso em: 06 abr. 2023.
- CAMPOS, Gustavo Dixini. **Análise da Qualidade da Energia Elétrica: Um Estudo de Caso**. Varginha. 2016. Disponível em: <<http://192.100.247.84/bitstream/prefix/738/1/TCC%20Gustavo%20Dixini%20Campos.pdf>>. Acesso em: 07 jul. 2022.
- CAPELLI, Alexandre. **Energia Elétrica: Qualidade e Eficiência para Aplicações Industriais**. 1. Ed. Érica, 2013.
- CHAPMAN, Stephen J. **Fundamento de Máquinas Elétricas**. 5. ed. McGraw Hill Bookman, 2013.
- CIVIDINO, Lorenzo. **Power Factor, Harmonic Distortion; Causes, Effects and Considerations**. IEEE. 1992. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=268395>>. Acesso em: 27 mar. 2023.
- COLNAGO, G. P. **Desenvolvimento e Implementação de um Sistema de Monitoramento em Tempo Real da Tensão da Rede com Acesso Remoto**. Vitória. 2009. Disponível em: <http://repositorio.ufes.br/bitstream/10/4093/1/tese_2867_DissertacaoMestradoGuilhermePiazentiniColnago.pdf>. Acesso em: 23 jan. 2023.

DA SILVA, José F. R. *et al.* **Erros em Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica, Considerando-se Geração Distribuída**. Campo Grande. 2016. Disponível em: <https://www.researchgate.net/profile/Leonardo-Sampaio-2/publication/311359705_Errors_In_Electronic_Electricity_Meters_Considering_Distributed_Generation/links/5ac61034a6fdcc051dafa9d0/Errors-In-Electronic-Electricity-Meters-Considering-Distributed-Generation.pdf>. Acesso em: 12 set 2022.

DAPPER, Roque Eduardo. **Desenvolvimento e Implementação de Algoritmos de Compressão Aplicados à Qualidade da Energia Elétrica**. Porto Alegre. 2013. Disponível em: <<https://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/115549>>. Acesso em: 01 fev. 2023.

DUGAN, R. C, *et al.* **Electrical Power Systems Quality**. 2. ed. McGrawHill Professional, 2002.

EMBRASUL. **Manual de Instalação e Operação RE7000**. 2023. Disponível em: <https://drive.google.com/file/d/1o2LAFauUY_sxiZhuhvRA7PLPQ_oFOUSO/view>. Acesso em: 11 abr. 2023.

EPE. **Plano Nacional de Energia**. Brasília. 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2022.

FERREIRA, Danton Diego. **Análise de Distúrbios Elétricos em Sistemas de Potência**. Rio de Janeiro. 2010. Disponível em: <http://objdig.ufrj.br/60/teses/coppe_d/DantonDiegoFerreira.pdf>. Acesso em: 12 jan. 2023.

FILHO, E. F. C. *et al.* **Avaliação do Conforto Ambiental em uma Escola Municipal de João Pessoa**. João Pessoa. 2007. Disponível em: <<http://www.prac.ufpb.br/anais/IXEnex/extensao/documentos/anais/5.MEIOAMBIENTE/5C TDEPPEX01.pdf>>. Acesso em: 12 set 2022.

GOMES, João Paulo Pombeiro; VIEIRA, Marcelo Milano Falcão. **O Campo da Energia Elétrica no Brasil de 1880 a 2002**. Rio de Janeiro. 2009. Disponível em: <<https://www.scielo.br/j/rap/a/NWxd9HmK8wJBGKMPq6GcLqz/?format=pdf&lang=pt>>. Acesso em: 10 set 2022.

GUEIROS, Lucas Gomes. **Condicionamento e Qualidade da Energia Elétrica**. Belo Horizonte. 2012. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUBD-9GQFDC/1/monografia__lucas_gomes_gueiros__cesequee.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2023.

GUSMAN, Lucas Soares *et al.* **Análise dos Efeitos da Utilização de um Sistema Fotovoltaico no Fator de Potência de uma Empresa Agroindustrial**. Gramado. 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/185/185>>. Acesso em: 29 mar. 2023.

HAFNER, Ângelo Alfredo. **Estudo e Simulação dos Módulos Lógicos de um Medidor de Qualidade de Energia Elétrica**. Curitiba. 2006. Disponível em: <<https://cpgeiarquivos.github.io/Arquivos/index.html>>. Acesso em: 23 mar. 2023.

KERN, Fernanda Gonzaga. **Análise da Qualidade de Energia Elétrica Utilizando Transformada Wavelet** Ijuí. 2008. Disponível em:
<<https://livros01.livrosgratis.com.br/cp076350.pdf>>. Acesso em: 30 mar. 2023.

LOPES, G. N. *et al.* **The Influence of Electronic Loads Switching in the Reactive Flow of a Bus Bar**. IEEE. 2016. Disponível em:
<<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7783467>>. Acesso em: 31 mar. 2023.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 4. Ed. LTC, 2013.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais**. 9. Ed. LTC, 2017.

MARTINHO, Edson. **Distúrbios da Energia Elétrica**. 3. ed. Érica, 2013.

MEHL, Ewaldo L. M. **Qualidade da Energia Elétrica**. Paraná. 2001. Disponível em:
<<http://www.eletrica.ufpr.br/mehl/downloads/qualidade-energia.pdf>>. Acesso em: 10 set 2022.

MENEZES, Tiago Vilela. **Estratégia para Análise de Afundamento de Tensão no Planejamento do Sistema Elétrico**. Belo Horizonte. 2007. Disponível em:
<https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUOS-8CZH7N/1/tiago_vilela_menezes.pdf>. Acesso em: 13 mar. 2023.

MINAMIZAKI, Gislaine Midori. **Mitigação de Problemas de Ressonância Harmônica de Banco de Capacitores Instalados na Rede de Distribuição**. Itajubá, 2011. Disponível em:
<https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/1297/dissertacao_0038719.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 24 mar. 2023.

OKUMOTO, J. C. **Avaliação da Qualidade de Energia Elétrica de um Centro Cirúrgico**. Campo Grande. 2006. Disponível em:
<<https://repositorio.ufms.br:8443/jspui/bitstream/123456789/646/1/Jo%C3%A3o%20Cesar%20Okumoto.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2023.

PINTO, A., ZILLES, R., BET, I., 2012. **Excedente de Reativos em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. São Paulo. 2012. Disponível em:
<<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2006/1990>>. Acesso em 05 abr. 2023.

RAMPINELLI, Giuliano Arns; DIAS, João Batista; KRENZINGER, Arno. **Ensaio de Inversores para Conexão à Rede: Fator de Potência e Distorção Harmônica**. Congresso Brasileiro de Energia Solar. 2008. Disponível em:
<<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1588/1578>>. Acesso em: 27 fev. 2023.

RANGEL, Maurício Silva. **Análise do Consumo e Qualidade de Energia em Condicionadores de Ar Convencional e Inverter**. Itumbiara. 2020. Disponível em:
<<https://repositorio.ifg.edu.br/bitstream/prefix/630/1/Maur%C3%ADcio%20Silva%20Rangel%20-%20TCC%20Engenharia%20El%C3%A9trica.pdf>>. Acesso em: 31 mar. 2023.

SCOZZINA, E. F. *et al.* **Desempeño de Productos: Aspectos Tecnológicos Más Relevantes de Los Dispositivos y Luminarias LEDs**. Espanha. 2021. Disponível em: <<https://revistas.unne.edu.ar/index.php/eitt/article/view/4767/4517>>. Acesso em: 31 mar. 2023.

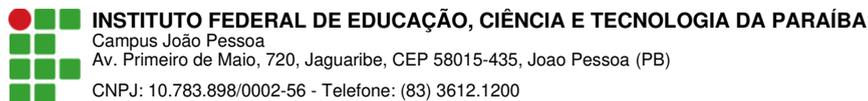
SILVA, Marcos Cesar Isoni. **Correção do Fator de Potência de Cargas Industriais com Dinâmica Rápida**. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUOS-8D7HDF/1/marcos_c_sar_isoni_silva.pdf>. Acesso em: 11 abr. 2023.

SIQUEIRA, João C. *et al.* **Medição e Análise de Fluxo de Potência em Quatro Quadrantes com FPGA**. Guimarães. 2014. Disponível em: <<https://copec.eu/congresses/intertech2014/proc/works/95.pdf>>. Acesso em: 05 abr. 2023.

STAROSTA, José. **Os Cuidados com a Qualidade de Energia e os Leds – Parte 2**. 2017. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/os-cuidados-com-qualidade-de-energia-e-os-leds-parte-2/>>. Acesso em: 31 mar. 2023.

TAVEIRA, Isabela Maciel. **A influência da geração fotovoltaica no fator de potência de unidades prosumidoras: uma avaliação técnica e financeira**. Fortaleza. 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/45193/1/2019_tcc_imtaveira.pdf>. Acesso em: 29 ago. 2023.

WEG. **Contatores para Manobra de Capacitores CWMC**. Jaraguá do Sul. 2021. Disponível em: <<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h9a/h3b/WEG-CWMC-contatores-para-manobra-de-capacitores-50041772-pt.pdf>>. Acesso em: 16 mar. 2023.



Documento Digitalizado Ostensivo (Público)

Trabalho de Conclusão de Curso - TCC

Assunto: Trabalho de Conclusão de Curso - TCC
Assinado por: Kelvin Mendonca
Tipo do Documento: Anexo
Situação: Finalizado
Nível de Acesso: Ostensivo (Público)
Tipo do Conferência: Cópia Simples

Documento assinado eletronicamente por:

- **Kelvin Silva de Mendonça, ALUNO (20161610017) DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - JOÃO PESSOA**, em 18/08/2023 11:39:08.

Este documento foi armazenado no SUAP em 18/08/2023. Para comprovar sua integridade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/verificar-documento-externo/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 914270
Código de Autenticação: 5dbe7ff2f2

