

CENTRO UNIVERSITÁRIO DO SUL DE MINAS
ENGENHARIA ELÉTRICA
RAFAEL KERNER COELHO DOS SANTOS

**O PAPEL DO ENGENHEIRO ELETRICISTA COMO CONSULTOR EM
QUALIDADE DE ENERGIA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: um estudo de caso**

Varginha
2017

RAFAEL KERNER COELHO DOS SANTOS

**O PAPEL DO ENGENHEIRO ELETRICISTA COMO CONSULTOR EM
QUALIDADE DE ENERGIA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: um estudo de caso**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas, como pré-requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, sob orientação dos professores Me. Hugo Rodrigues Vieira e Me. Hélciner Vitor Ferreira

Varginha

2017

RAFAEL KERNER COELHO DOS SANTOS

**O PAPEL DO ENGENHEIRO ELETRICISTA COMO CONSULTOR EM
QUALIDADE DE ENERGIA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: um estudo de caso**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas, como pré-requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica pela Banca Examinadora composta pelos membros:

Aprovado em: 06 / 12 / 2017

Prof.: Me. Hugo Rodrigues Vieira

Prof.: Me. Josué Alexandre Aquino

Prof.: Esp. Adilson Amaro da Silva

OBS.:

Dedico a todos aqueles que tanto me apoiaram tanto na realização do curso quanto no alcance de tão almejado sonho. Familiares, amigos, colegas, companheiros.

Em especial aos meus pais, Sandra e Robson, e irmãos, Paula e Robson, que me acompanham desde o início, e seguirão acompanhando até o fim.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que contribuíram de maneira direta ou indireta com a realização deste trabalho, em especial aos professores orientadores, Me. Hugo Rodrigues Vieira e Me. Hérciner Vitor Ferreira, cujas orientações foram fundamentais. Aos colegas Clayton, Jaderson, Felipe, pelas incontáveis noites de colaboração e apoio mútuo. Aos meus pais e irmãos, por todo incentivo e motivação.

“Deixem que o futuro diga a verdade e avalie cada um de acordo com o seu trabalho e realizações. O presente pertence a eles, mas o futuro pelo qual eu sempre trabalhei pertence a mim.”

Nikola Tesla

RESUMO

O presente trabalho demonstra o papel do engenheiro eletricista como profissional de consultoria na área de qualidade de energia e eficiência energética. Passando pela contextualização histórica da utilização de energia elétrica no Brasil, são demonstrados todos os fundamentos teóricos acerca dos parâmetros de análise em qualidade de energia e fenômenos eletromagnéticos causados por distúrbios, bem como ferramentas estatísticas para assegurar a confiabilidade dos dados coletados e qualificar os tratamentos destes dados em relatório e diagnóstico baseado no estudo dos indicadores. Com base fundamentada nos elementos teóricos discutidos, é realizado um estudo de caso em empresa que atua como retífica de motores de combustão interna localizada na cidade de Varginha, onde é identificado problema com qualidade de energia. Dados são coletados e todos os tratamentos estatísticos e interpretações dos indicadores são realizados, permitindo a proposta de implementação de dispositivo que solucione o problema identificado com fator de potência. Dessa forma, o objetivo principal é alcançado, ficando evidente a importância da profissão e sua fundamental contribuição para o desenvolvimento das sociedades.

Palavras-chave: Eficiência Energética, Fenômenos Eletromagnéticos, Qualidade de Energia.

ABSTRACT

The presente paper aims to demonstrate the role of electrical engineer as a professional analyst in electrical power system quality and energy efficiency. Through the study of historical contextualization of the use of electrical energy in Brazil, it will demonstrate all the theoretical foundations on the parameters of power system quality analysis and electromagnetic phenomena caused by disturbances, as well as statistical tools that ensure the reliability of all the collected data, which are important when producing reports and diagnosis based on study of the indicators. Based on the theoretical elements discussed, a case study is realized in a company that works as a internal combustion engines rectifier located in Varginha, where disturbance in power quality is identified. Data is collected and all the statistical treatment and indicators interpretation are realized, allowing the proposal of implementation of a device that solves the power quality issue, related to the value of power factor. This way, the main objective is achieved, evidencing the importance of the profession of Electrical Engineering, and its fundamental contribution to the development of societies

Keywords: *Energy Efficiency, Electromagnetic Phenomena, Power System Quality.*

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação (01).....	23
Equação (02).....	32
Equação (03).....	34
Equação (04).....	34
Equação (05).....	43
Equação (06).....	43
Equação (07).....	47
Equação (08).....	48
Equação (09).....	63
Equação (10).....	63
Equação (11).....	64
Equação (12).....	64

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 - Triângulo de potências.....	24
Figura 02 - Transitório impulsivo em corrente, provocado por descarga atmosférica.....	25
Figura 03 - Transitório oscilatório provocado pelo chaveamento de banco de capacitores.....	26
Figura 04 - Interrupção de tensão decorrente de falha em sistema trifásico	28
Figura 05 - Afundamento de tensão para 65% do valor nominal. (a) Forma de onda modular da tensão eficaz. (b) Forma de onda real.....	29
Figura 06 - Elevação de tensão para 120% do valor nominal.	30
Figura 07 - Desequilíbrio de tensão em consumidor residencial.....	32
Figura 08 - Forma de onda da corrente e espectro de harmônicos em um sistema.....	36
Figura 09 - Exemplo de recortes de tensão em conversor trifásico.....	37
Figura 10 - Flutuação de Tensão	39
Figura 11 - Variações na frequência da rede em uma determinada fase A	40
Figura 12 - Etapas relacionadas à avaliação da qualidade de energia.	45
Figura 13 - Analisador PowerLogic® ION7650	46
Figura 14 – Instalação do analisador PowerLogic® ION7650	47
Figura 15 – Catálogo de unidades capacitivas monofásicas comerciais	65
Figura 16 – Catálogo de bancos de capacitores trifásicos comerciais.....	65

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 01 - Distribuição do fator de potência médio referente ao período total de análise....	52
Gráfico 02 - Distribuição do fator de potência médio referente ao dia 02/09/2017.....	52
Gráfico 03 - Distribuição do fator de potência médio referente ao dia 03/09/2017.....	53
Gráfico 04 – Corrente I_1 média nos dias 02 e 03/09/2017.	53
Gráfico 05 – Corrente I_2 média nos dias 02 e 03/09/2017.	53
Gráfico 06 – Corrente I_3 média nos dias 02 e 03/09/2017.	54
Gráfico 07 – Corrente I_{Neutro} média nos dias 02 e 03/09/2017.	54
Gráfico 08 – Tensão média entre fases V12 por faixa horária.	55
Gráfico 09 – Tensão média entre fases V23 por faixa horária.	56
Gráfico 10 – Tensão média entre fases V31 por faixa horária.	57
Gráfico 11 – Sinal característico do afundamento ocorrido em 30/08/2017 - 13:47:38.	58
Gráfico 12 – Sinal característico do afundamento ocorrido em 30/08/2017 - 14:13:46.	58
Gráfico 13 – Sinal característico do afundamento ocorrido em 30/08/2017 - 14:23:43.	59
Gráfico 14 – Primeiro trecho do sinal característico do afundamento ocorrido em 01/09/2017 - 19:41:19.....	59
Gráfico 15 – Segundo trecho do sinal característico do afundamento ocorrido em 01/09/2017 - 19:41:19.....	59
Gráfico 16 – Distorção harmônica total em V1.....	61
Gráfico 17 – Distorção harmônica total em V2.....	61
Gráfico 18 – Distorção harmônica total em V3.....	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 - Etapas de formação do setor elétrico brasileiro.....	17
Tabela 02 - Grupamentos de unidades consumidoras, em função da tensão fornecida.	19
Tabela 03 - Efeito de harmônicos em componentes do sistema elétrico.....	35
Tabela 04 - Limites globais harmônicos, em porcentagem da tensão fundamental.....	35
Tabela 05 - Limites de recortes por tipo de aplicação.....	38
Tabela 06 - Categorias e características dos fenômenos eletromagnéticos.....	41
Tabela 07 - Faixa de classificação para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1kV (220/127).....	49
Tabela 08 – Classificação das variações de tensão de curta duração.....	50
Tabela 09 – Fator de potência médio por dia da semana e média geral.....	51
Tabela 10 – Tensão média entre fases V12 por dia da semana e média geral.....	55
Tabela 11 – Tensão média entre fases V23 por dia da semana e média geral.....	56
Tabela 12 – Tensão média entre fases V31 por dia da semana e média geral.....	57
Tabela 13 – VTCD registradas entre 30/08 e 05/09/2017.....	58
Tabela 14 – Distorções médias de tensão registradas entre 30/08 e 05/09/2017 (em valores percentuais).....	60
Tabela 15 – Maior potência ativa no período de análise.....	63
Tabela 16 – Comparação entre valores dimensionados e comerciais de Banco de Capacitor.....	66

LISTA DE ABREVIACOES E UNIDADES

- A – ampère
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- F – farad, unidade de capacitância
- Hz – hertz
- n, μ , m, k, M, G – nano, micro, mili, kilo, mega e giga respectivamente
- ONS – Operador Nacional do Sistema
- pu – *per unit*, “por unidade”
- rad – radianos
- V – volt
- VA – volt-ampère
- VAr – volt-ampère reativo
- W – watt

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
2 ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	17
2.1 História e Contexto.....	17
2.2 Aspectos Legais de Fornecimento e Tarifação.....	18
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA ACERCA DOS FENÔMENOS E DISTÚRBIOS ELETROMAGNÉTICOS.....	22
3.1 Fator de Potência	23
3.2 Transitórios	25
3.2.1 Transitório Impulsivo	25
3.2.2 Transitório Oscilatório.....	26
3.3 Variações de Tensão de Curta Duração	27
3.3.1 Interrupção.....	27
3.3.2 Afundamento de Tensão.....	28
3.3.3 Elevação de Tensão	29
3.4 Variações de Tensão de Longa Duração	30
3.4.1 Interrupção Sustentada	31
3.4.2 Subtensão.....	31
3.4.3 Sobretensão.....	31
3.5 Desequilíbrio de Tensão	32
3.6 Distorção na Forma de Onda	33
3.6.1 Offset CC.....	33
3.6.2 Harmônicos.....	33
3.6.3 Interharmônicos	36
3.6.4 Recortes	37
3.6.5 Ruídos.....	38
3.7 Flutuação de Tensão.....	38
3.8 Variação de Frequência	39
3.9 Síntese das Categorias e Características dos Fenômenos Eletromagnéticos	40
4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA ACERCA DA MODELAGEM ESTATÍSTICA DE INDICADORES E RESULTADOS.....	42
4.1 Desvio Padrão Amostral	42
5 ESTUDO DE CASO	45
5.1 Identificação do Problema	45
5.2 Metodologia e Parâmetros de Medição	46
5.2.1 Fator de Potência	47
5.2.2 Níveis de tensão em regime permanente	49
5.2.3 Variações de tensão de curta duração.....	49
5.2.4 Harmônicos de tensão.....	50
5.3 Coleta dos Dados e Análise dos Resultados.....	50
5.3.1 Fator de Potência	51
5.3.2 Níveis de tensão em regime permanente	54
5.3.3 Variações de tensão de curta duração.....	58
5.3.4 Harmônicos de tensão.....	60
5.4 Soluções Propostas para os Problemas Identificados.....	62

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....67
REFERÊNCIAS68

1 INTRODUÇÃO

Embora pertencente a uma história relativamente recente, a implementação e desenvolvimento dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil está em constante evolução. Seu uso, introduzido em territórios nacionais em 1880, simultaneamente com a aplicação comercial da energia elétrica no exterior (GOMES; VIEIRA, 2008), foi a princípio empregado em prestações específicas de determinados serviços públicos e na indústria, permanecendo sob monopólio privado por 50 anos, submetendo-se desde então à regulação estatal, bem como a critérios cada vez mais rigorosos tanto na qualidade da energia entregue pelas concessionárias, quanto nas características dos consumidores e sua interação com o Sistema, de modo a inibir quaisquer deformações relevantes na energia transmitida e recebida.

Com bases técnicas na Resolução Normativa 414 (2010) e no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (2017), ambos da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e seguindo a metodologia de parametrização das características e identificação de irregularidades na energia elétrica à partir dos procedimentos apresentados por Dugan (2002) e Martinho (2009), demonstra-se neste trabalho o papel profissional do engenheiro eletricista no âmbito de consultoria em qualidade de energia, através da realização de um estudo de caso em empresa localizada no sul de Minas Gerais, estabelecendo critérios e métodos de coleta de dados, tratamento de informações, e realização de diagnóstico que permita implementar soluções que minimamente eliminem ou atenuem os efeitos de eventuais problemas identificados.

A partir deste estudo de caso, são colocados em prática os conceitos aqui sugeridos, de forma a contextualizar a relevância deste tipo de atuação do engenheiro eletricista.

Para que os objetivos deste trabalho sejam alcançados, aborda-se com suficiente brevidade o cenário energético nacional, mencionando momentos históricos relevantes e tratando das atuais legislações, normas e técnicas que são sumariamente seguidas no que tange, principalmente, às instalações elétricas industriais. Em seguida, são exploradas as referências teóricas acerca dos parâmetros de qualidade de energia, subdivididos na bibliografia pesquisada (MARTINHO, 2009; DUGAN, 2002) nas seguintes categorias de fenômenos eletromagnéticos:

- a) Transitórios;
- b) Variação de tensão de curta ou longa duração;
- c) Desequilíbrio de tensão;
- d) Distorção da forma de onda;

- e) Flutuação de tensão;
- f) Variação de frequência.

A partir do estudo de cada uma das características mencionadas, é possível estabelecer um roteiro de análise *in loco*, de modo que o profissional consultor consiga identificar corretamente os fenômenos, bem como relacionar as causas dos distúrbios eletromagnéticos medidos e seus efeitos na planta. Os dados são coletados por meio de dispositivos específicos – no caso deste trabalho, através da utilização do medidor de qualidade de energia PowerLogic® ION 7650, de fabricação da empresa Schneider Electric.

O tratamento destes dados, elaboração de gráficos demonstrativos e demais indicadores pertinentes à análise são feitos por meio de modelagem computacional utilizando ferramentas estatísticas, e que depois serão apresentados em diagnóstico a ser repassado para a empresa.

2 ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O consumo elétrico e uso de equipamentos da qual dependem, encontra-se profundamente difundido no cotidiano das pessoas. A energia elétrica é tratada como bem essencial de consumo, como a água e o alimento, dependendo apenas dos esforços e investimentos necessários para manter seu acesso e sua permanente disponibilidade.

Segundo Gomes e Vieira (2008), apesar de se tratar da descrição de uma situação bem contemporânea, ao observar momentos anteriores da história recente – 1880 em diante – observa-se um rico histórico de implementação, difusão, controle estatal, crises e ajustes fiscais, que culminam na maneira como é tratada e comercializada a energia elétrica hoje.

2.1 História e Contexto

A Tabela 01 descreve, de maneira sucinta, os momentos mais relevantes dessa história da implementação e difusão do consumo de energia elétrica no território nacional (GOMES; VIEIRA, 2008):

Tabela 01 - Etapas de formação do setor elétrico brasileiro.

PERÍODO	PRINCIPAIS EVENTOS
1880 – 1930	MONOPÓLIO PRIVADO — Primórdios do uso da energia elétrica no Brasil, com a implantação dos primeiros empreendimentos nacionais e estrangeiros, dominados a partir da década de 1920 pelas empresas de capital estrangeiro. Corresponde ao período da República Velha.
1931 – 1945	PRESENÇA DO ESTADO — O estado elabora as primeiras regulamentações no setor, com destaque para a implantação do Código de Águas, em 1934. A aceleração do desenvolvimento econômico brasileiro corresponde a um aumento da demanda de energia que não tem contrapartida em investimentos. Corresponde ao governo de Getúlio Vargas.
1946 – 1962	ESTADO INDUTOR — Com a queda de Vargas, é estabelecida uma maior participação do estado no setor elétrico, com aumento dos investimentos públicos, especialmente nas concessionárias estaduais. Criação da Eletrobrás em 1962.
1963 – 1979	MODELO ESTATAL — A Eletrobrás é a empresa indutora do processo de nacionalização e estatização do setor elétrico, efetuando grandes investimentos. É consolidado um novo modelo institucional que atingiu seu ápice em 1979.
1980 – 1992	CRISE INSTITUCIONAL — Com a crise econômica se agravando, o crescimento do setor elétrico é afetado. Em 1992, a inadimplência é generalizada e o modelo estatal é questionado.
1993 – 2002	MODELO HÍBRIDO — Promulgada a lei no 8.631/93, que equaciona os débitos. Começam as mudanças institucionais no setor elétrico brasileiro. Ao final de 2002, a geração e a transmissão de energia eram, majoritariamente, de empresas estatais e a distribuição era principalmente privada.

Fonte: adaptado de Gomes; Vieira (2008. p. 300)

Foi dentro do Modelo Híbrido, no período compreendido entre 1993 a 2002 (GOMES; VIEIRA, 2008), entre os ajustes na legislação vigente e adequações técnicas ocorridas em toda a estrutura de geração e transmissão de energia elétrica, que foi criada a ANEEL, órgão cujo objetivo é fiscalizar, monitorar e legislar nos âmbitos de geração, transmissão e consumo de energia elétrica.

Entre suas muitas atribuições e normas produzidas, serão priorizadas aquelas sobre os aspectos relacionados à categorização das tarifas incidentes para determinados tipos de consumidores, relevantes ao estudo em questão – indústrias, bem como os procedimentos exigidos das concessionárias para a entrega adequada da energia elétrica, baseada em parâmetros mínimos de qualidade.

Especificamente, aqui são destacados os seguintes documentos:

- a) Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica;
- b) Módulo 8 do PRODIST - Revisão 8, vigente a partir de 01/01/2017, o qual estabelece os procedimentos exigidos para assegurar a qualidade da energia elétrica entregue pelas concessionárias.

2.2 Aspectos Legais de Fornecimento e Tarifação

Em virtude da dinâmica de implementação e evolução tecnológica e legislativa dos termos e parâmetros relacionados ao fornecimento e tarifação de energia elétrica (CALDAS, 2006), houve a necessidade de se detalhar com suficiente abrangência as especificações individuais de cada perfil consumidor, e estabelecer critérios tanto de fornecimento quanto de tarifação da energia elétrica consumida.

Neste sentido, a Agência Nacional de Energia Elétrica (2010, p. 9) descreve grupos de consumidores em função da tensão disponibilizada ou solicitada, conforme demonstrado na Tabela 02.

Tabela 02 - Grupamentos de unidades consumidoras, em função da tensão fornecida.

Grupamentos	Descrição
GRUPO A	Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 KV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia
Subgrupo A1 -	Igual ou superior a 230 KV
Subgrupo A2 -	88 KV a 138 KV
Subgrupo A3 -	69 KV
Subgrupo A3a -	30 KV a 44 KV
Subgrupo A4 -	2,3 KV a 25 KV
Subgrupo AS -	Inferior a 2,3 KV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição
GRUPO B	Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 KV, caracterizado pela tarifa monômia
Subgrupo B1 -	Residencial
Subgrupo B2 -	Rural
Subgrupo B3 -	Demais classes
Subgrupo B4 -	Iluminação pública

Fonte: o autor (dados: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010. p. 9)

Além do agrupamento de unidades consumidoras conforme tensão nominal designada, a legislação descreve modelos de tarifação para os diferentes grupos identificados na Tabela 02, e cuja compreensão é de fundamental importância para o enquadramento adequado da unidade consumidora, uma vez que erro de designação da modalidade tarifária pode acarretar em custos elevados e desnecessários.

Segundo a Resolução Normativa 414 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2006. p. 11), são modalidades tarifárias:

- a) Modalidade tarifária monômia: Aplicadas aos consumidores do grupo B, que são tarifados apenas em função do consumo de energia elétrica;
- b) Modalidade tarifária binômia: Aplicadas aos consumidores do grupo A, que são tarifadas tanto em função do consumo de energia elétrica, quanto à demanda de potência contratada.

Ainda em relação às modalidades tarifárias, elas podem ser descritas em dois grupos distintos: modalidades convencional e horária.

No caso do modelo convencional de tarifação, a cobrança é calculada em função do consumo independentemente dos momentos de utilização no dia.

Para os casos de tarifação no modelo horária (ou seja, com a alteração do valor cobrado por potência utilizada de acordo com os horários de consumo), são consideradas as seguintes modalidades:

- a) Modalidade tarifária horária branca: Compreende os consumidores definidos no grupo B, com exceção daqueles incluídos nos grupos B4 e B1 que forem considerados de baixa renda. Para estes, a tarifa cobrada pelo consumo de energia elétrica é variável, em função do horário de utilização no dia;

- b) Modalidade tarifária horária verde: Compreende os consumidores definidos no grupo A. Aos que optam por esta modalidade tarifária, existe a contratação fixa de uma determinada demanda de potência, bem como a tarifação variável da energia elétrica consumida, em função do horário de utilização e da época do ano. Este modelo tarifário, escolhido pelo consumidor no ato da contratação da concessão, é indicado para as unidades contratantes com dinâmica de consumo variável, e que podem designar o período de utilização de energia nos horários chamados Fora de Ponta, que serão descritos a seguir.
- c) Modalidade tarifária horária azul: Compreende também os consumidores do grupo A. Neste caso, são tarifadas de maneira dinâmica tanto a demanda de potência contratada, quanto a energia elétrica consumida. Aqui, o valor da tarifa é ajustado de acordo com o horário de consumo / época do ano e, por este motivo, indicado para as unidades que consomem energia elétrica por períodos ininterruptos, ou de forma intermitente.

A escolha do modelo tarifário horário azul ou verde é facultativa, sendo o consumidor responsável por identificar qual enquadramento é mais vantajoso, de acordo com o seu perfil de consumo. Aqui se faz pertinente a análise e consultoria por parte do profissional engenheiro eletricista.

Complementando a descrição das modalidades tarifárias, a norma também trata dos horários e épocas do ano, e são critérios de atribuição de valor às tarifas enquadradas nas modalidades horárias.

Em função do horário de consumo no dia:

- a) Horário de ponta: Composto por três horas diárias e consecutivas, em que existe uma elevação generalizada de consumo por parte da população e instalações tipicamente residenciais e comerciais. Varia com horário de verão, finais de semana e feriados.
- b) Horário fora de ponta: Refere-se às demais horas do dia, que não são consideradas “Horário de ponta”.

Em função da época do ano:

- a) Período seco: Período de sete ciclos de faturamento sequenciais, compreendidos de maio a novembro. Recebe este nome por se tratar de período tipicamente mais seco, com menor reabastecimento dos reservatórios de usinas hidrelétricas.
- b) Período úmido: Período de cinco ciclos de faturamento sequenciais, de dezembro a abril. Recebe o nome por se tratar do período tipicamente mais chuvoso, com maior reabastecimento natural dos reservatórios de água das usinas hidrelétricas.

Além disso, ainda segundo a norma 414 da Agência Nacional de Energia Elétrica (2010), existem três mecanismos previstos para a atualização tarifária, os quais podem ser

escolhidos pelas unidades consumidoras enquadradas nas modalidades tarifárias verde e azul, que são:

- a) Reajuste Anual, que restabelece o poder de compra da receita da concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Concedido anualmente na data de aniversário do contrato.
- b) Revisão Tarifária Periódica, a qual permite a alteração do modelo tarifário após análise de custos eficientes, em intervalos de quatro ou cinco anos. Difere dos reajustes anuais por ser mais amplo e levar em conta todos os custos.
- c) Revisão Tarifária Extraordinária, que é destinado a atender casos específicos e justificados de desequilíbrio tarifário. Ocorrem a qualquer tempo, quando mediante evento imprevisto que possa afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA ACERCA DOS FENÔMENOS E DISTÚRBIOS ELETROMAGNÉTICOS

De acordo com Dugan (2002), são categorias e classificações dos principais fenômenos causadores de distúrbios eletromagnéticos:

- 1 - Transitórios
 - 1a) Impulsivos
 - 1b) Oscilatórios
- 2 - Variações de Tensão de Curta Duração
 - 2a) Interrupção
 - 2b) Afundamento
 - 2c) Elevação
- 3 - Variações de Tensão de Longa Duração
 - 3a) Interrupções Sustentadas
 - 3b) Subtensões
 - 3c) Sobretensões
- 4 - Desequilíbrio de Tensão
- 5 - Distorção na Forma de Onda
 - 5a) Offset CC
 - 5b) Harmônicos
 - 5c) Interharmônicos
 - 5d) Recortes
 - 5e) Ruídos
- 6 - Flutuação de Tensão
- 7 - Variação na Frequência

Faz-se necessário o entendimento de cada um dos fenômenos listados, de modo a compreender a influência de cada variação sobre o processo de qualificação da energia elétrica analisada. Assim, serão descritos brevemente os conceitos acerca de cada um dos fenômeno.

Antes de tratar destes, porém, é imprescindível a compreensão dos conceitos pertinentes ao estudo da potência elétrica, suas características teóricas e implicações práticas e, mais precisamente, de fator de potência, uma vez que variações deste último parâmetro além do permitido na Resolução Normativa 414/2010 incidem em cobranças de excedentes pela concessionária (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010. P. 95).

3.1 Fator de Potência

Sadiku (2012, p.406) explica que potência é o parâmetro mais importante em sistemas de energia elétrica, uma vez que este valor representa, quantitativamente, a real transferência de energia entre dois pontos ligados eletricamente. Em outros termos, é a potência elétrica gerada ou exigida por componentes em um sistema, que determina o trabalho realizado.

Ainda em se tratando de potência elétrica, o autor destaca as seguintes definições:

- a) Potência Ativa: Medida em W (watts), trata-se da potência real absorvida por qualquer carga, ou seja, é a única potência útil consumida. Idealmente, toda a potência exigida deve ser ativa.
- b) Potência Reativa: Medida em VAR (volt-ampère reativo), é a unidade de potência que quaisquer cargas reativas (sejam indutivas ou capacitivas) trocam com a unidade fornecedora, não representando diretamente a produção de trabalho. Assim, a carga exige valores de potência para funcionar, mas que não serão percebidos na entrega do trabalho realizado e, por este motivo, não podem ser tarifadas pela concessionária por meio dos processos normais de controle e cobrança de consumo.

A sobreposição vetorial entre estas potências é chamado de Potência Aparente (forma escalar ou modular) ou Complexa (forma fasorial), cuja unidade de medida é o VA (volt-ampère). Esta é a potência total exigida pela carga, e que trafega pela rede. Assim, a razão matemática entre a potência eficaz (ativa) e a potência aparente (complexa) é definida como Fator de Potência, o qual é estabelecido segundo a equação (01):

$$FP = \frac{P}{S} = \cos(\theta_v - \theta_i) \quad (01)$$

Onde:

FP = Fator de Potência

P = Potência Ativa [W]

S = Potência Aparente (composto pelo valor modular da potência complexa) [VA]

θ_v = Ângulo de fase da tensão [°]

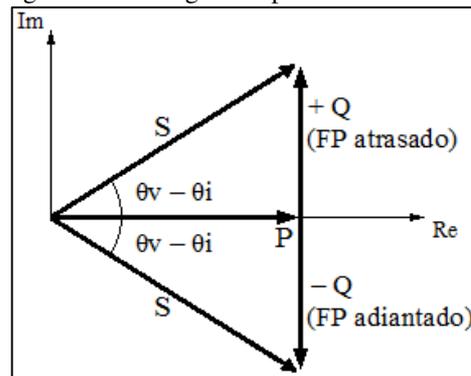
θ_i = Ângulo de fase da corrente [°]

Analisando a equação (1), tem-se evidente o chamado Ângulo do Fator de Potência (SADIKU, 2012. P. 417), representado por $\theta_v - \theta_i$. A diferença entre os ângulos de fase da

tensão e corrente correspondente, neste caso, representa geometricamente a relação fasorial entre as potências ativa e aparente.

Esta relação geométrica pode ser vista no chamado Triângulo de Potência, apresentado na Figura 01.

Figura 01 - Triângulo de potências.



Fonte: (SADIKU, 2012. p. 421)

Este diagrama vetorial evidencia as relações entre potências tratadas anteriormente, sendo S o vetor que ilustra a Potência Aparente, e os vetores P e +/-Q representando as potências ativa e reativa, respectivamente. Aprofundando esta análise fica clara a concepção de que, ao decompor o vetor S em vetores P e +/-Q, ortogonais entre si e paralelos aos eixos do plano cartesiano (descrito de forma a representar, em sua abscissa e ordenada, os valores real e imaginário da potência complexa em sua forma retangular), é possível determinar com perfeita exatidão, o comportamento e característica da demanda ligada à rede no instante em que os dados são coletados. Os sinais “+” e “-”, respectivamente, indicam se o FP verificado é atrasado (ou seja, a corrente está atrasada em relação à tensão, implicando na existência de cargas predominantemente indutivas) ou adiantado (em que a corrente está adiantada em relação à tensão, o que representa cargas predominantemente capacitivas ligadas ao circuito).

O entendimento do fator de potência se faz necessário, uma vez que todo excesso de potência reativa é tarifado pela concessionária, mesmo que esta potência não resulte essencialmente na produção de trabalho.

Segundo a Resolução Normativa 414/2010 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010. p. 95), o valor de referência para fator de potência é 0,92. Ou seja, o módulo da potência ativa consumida deve ser igual ou maior do que 92% do valor modular da potência complexa entregue. Alterações neste valor indicam excesso de potência reativa, o que deve ser corrigido.

3.2 Transitórios

Toda transição entre um estado estacionário (permanente) e outro em um sistema ideal deve ser imediata e sem alterações evidentes. Em se tratando de dispositivos e sistemas reais, no entanto, ao realizar o chaveamento de componentes (principalmente aqueles com características reativas, seja indutivas ou capacitivas), existe o surgimento de uma perturbação intensa e indesejável, seja em frequência, amplitude ou forma de onda do sinal elétrico, naquele instante em que ocorre a mudança do estado. Este fenômeno é o chamado transitório (DUGAN, 2002. p.15).

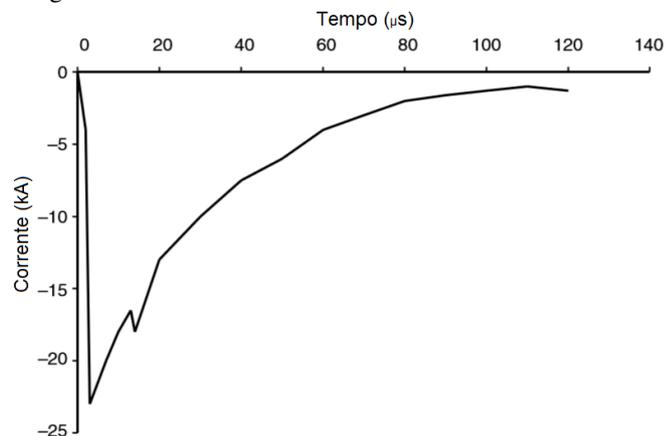
Os transitórios se dividem em dois tipos básicos, relativos às características da perturbação do sinal.

3.2.1 Transitório Impulsivo

São transitórios de polaridade unidirecional, caracterizados pelo tempo de elevação e acomodação. Devido às altas frequências envolvidas, o aspecto da onda associada a este tipo de transitório pode sofrer alteração por componentes associados ao circuito que sofre esta perturbação, podendo apresentar diferenças significantes em suas características, quando observados em pontos distintos de um sistema.

Transitórios impulsivos normalmente não são percebidos em pontos muito distantes de sua origem, no entanto podem percorrer certas distâncias quando incidem sobre linhas de transmissão. Seu causador mais comum é a descarga atmosférica, cujo aspecto é ilustrado pela Figura 02.

Figura 02 - Transitório impulsivo em corrente, provocado por descarga atmosférica.



Fonte: (DUGAN, 2002. p. 16).

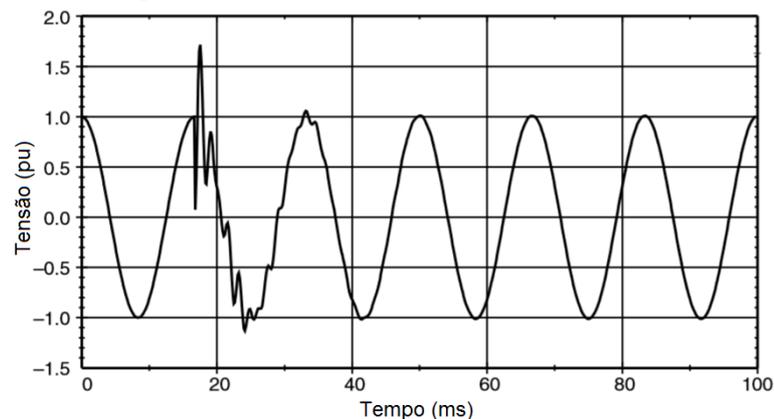
Na ocorrência ilustrada, a descarga atmosférica provoca um transitório impulsivo no sistema, atingindo o ponto máximo do sinal (uma corrente elétrica de quase 23 kA) decorridos apenas 4 μ s após a incidência da descarga, reduzindo a amplitude à metade do valor máximo após 25 μ s do momento inicial. O transitório alcança a estabilidade por volta de 80 μ s depois de ter sido provocado.

3.2.2 Transitório Oscilatório

Diferente dos transitórios impulsivos, os transitórios oscilatórios caracterizam-se pela bidirecionalidade polar do sinal. Ocorre normalmente no chaveamento ou inserção instantânea de elementos reativos no sistema (como por exemplo bancos de capacitores), podendo também ser consequência de transitórios impulsivos.

A Figura 03 ilustra esta situação, onde houve a inserção de banco de capacitores em um sistema:

Figura 03 - Transitório oscilatório provocado pelo chaveamento de banco de capacitores.



Fonte: (DUGAN, 2002. p. 18)

No exemplo ilustrado, que representa o comportamento de sinal elétrico de um sistema qualquer, o acionamento de um banco de capacitores provocou a elevação máxima de aproximadamente 70% da tensão nominal do barramento, em alta frequência comparada à frequência natural da linha. Este transitório durou aproximadamente 10 ms, momento em que a perturbação é amortecida e desaparece por volta de 20 ms após seu disparo.

3.3 Variações de Tensão de Curta Duração

São variações que podem ser causadas por condições de falha no sistema, energização de grandes equipamentos que necessitam de alta corrente de partida, mau contato ou desconexão intermitente de elementos do sistema, e podem ser caracterizadas em função do período de duração em: momentâneas (inferior a 3 segundos) ou temporárias (3 segundos a 3 minutos) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017, p. 20).

Além de definições relacionadas à duração, tais distúrbios podem ser caracterizados em virtude da magnitude da variação de tensão que ocorre durante o período de variação. Deste modo, as variações de tensão de curta duração são classificadas em: interrupção, afundamento de tensão e elevação de tensão.

A seguir, são descritos os tipos de variação de tensão de curta duração, bem como apresentados respectivamente nas Figuras 04, 05 e 06, gráficos que ilustram cada um.

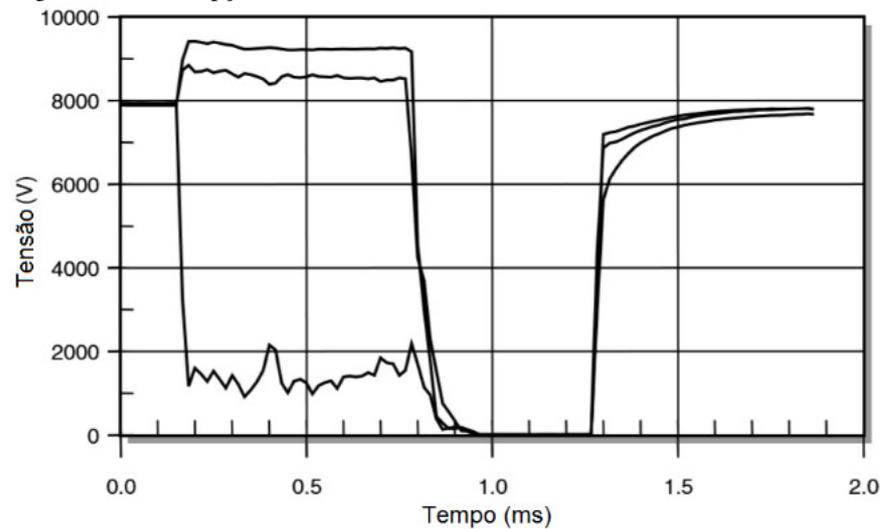
3.3.1 Interrupção

Ocorre quando a fonte de tensão ou a corrente na carga reduzem a 10% ou menos, dos valores nominais parametrizados. Segundo Dugan (2002, p. 20), podem ter origem em falhas no sistema, falha de equipamentos, ou defeitos em dispositivos de controle.

Martinho (2009, p. 53) complementa que, segundo estatísticas colhidas em 2003, aproximadamente 15% de prejuízos envolvendo a perda de matéria prima em uma indústria que sofre uma interrupção, ocorrem nos primeiros instantes imediatamente após a falha, chegando a 60% dos custos se a interrupção se mantiver por mais tempo. O autor utiliza como um segundo exemplo a interrupção de processos industriais relacionados à pintura e acabamento. Mesmo que seja uma interrupção pontual e que dure poucos ciclos, a partir do momento em que o equipamento industrial interrompe seu funcionamento, a religação e retomada do processo produtivo pode levar tempo, o que provocaria o ressecamento de tinta na estrutura do maquinário, demandando um prolongamento do período de parada para as limpezas e manutenções que se fizerem necessárias.

A Figura 04 ilustra um momento de interrupção, provocado após um evento de afundamento de tensão.

Figura 04 - Interrupção de tensão decorrente de falha em sistema trifásico



Fonte: (DUGAN, 2002. p. 21)

Neste caso ilustrado, um evento ocorrido em uma única fase de um sistema trifásico provocou o afundamento de aproximadamente 80% da tensão nominal da fase exposta ao evento, criando uma instabilidade que se estendeu por aproximadamente 7 ms, provocando o acionamento de dispositivos de proteção, representados na leitura pela interrupção. Decorridos 4 ms, religadores são acionados para restabelecer a conexão, e a tensão nas três fases volta aos valores nominais de operação, indicando que a falha foi solucionada após algum dispositivo (provavelmente o que provocou o evento inicial) ter sido desenergizado e religado.

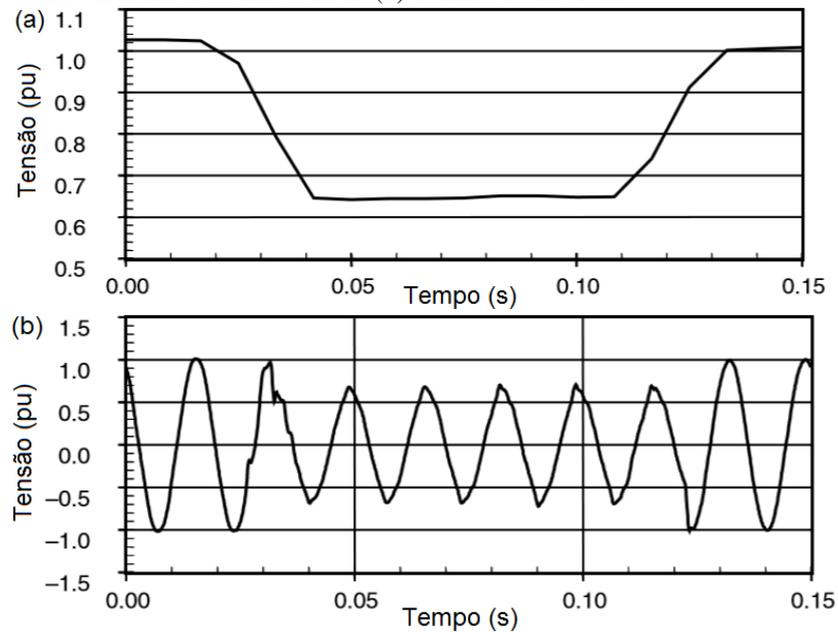
3.3.2 Afundamento de Tensão

Trata-se da redução da tensão nominal na fonte ou corrente na carga para valores entre 10 e 90% desta referência. Afundamentos costumam estar relacionados com faltas no sistema de distribuição, mas podem também ser provocados pelo acionamento e energização de grandes cargas, como motores, linhas de produção em indústrias, e outros (DUGAN, 2002. p. 21).

Martinho (2009, p. 41) afirma que este tipo de distúrbio pode afetar e comprometer o funcionamento, ou até mesmo a vida útil de equipamentos, principalmente aqueles microcontrolados ou que dispõem de circuitos eletrônicos para seu funcionamento. Considerando ainda que dispositivos eletrônicos e computacionais fazem uso de memórias de acesso volátil, que se referem a memórias eletrônicas que são apagadas após serem desligadas (VELLOSO, 2011), qualquer comprometimento na energia que possa provocar o travamento ou o desligamento deste tipo de memória, levará à perda dos dados, o que pode comprometer o controle de processos, além da perda de segurança e produtividade.

A Figura 05 ilustra graficamente o comportamento típico de um afundamento de tensão, apresentando as formas de onda do módulo da tensão eficaz, e a forma real da onda no sistema.

Figura 05 - Afundamento de tensão para 65% do valor nominal. (a) Forma de onda modular da tensão eficaz. (b) Forma de onda real.



Fonte: (DUGAN, 2002. p. 22)

Este nível de afundamento é comum quando ocorrem faltas em alimentadores distintos dentro de um mesmo sistema de distribuição. Assim, no circuito diretamente ligado ao alimentador onde ocorreu a falta ocorre uma interrupção, e nos circuitos adjacentes ou indiretamente conectados ao ponto de falha pode ocorrer um afundamento, como o ilustrado na imagem.

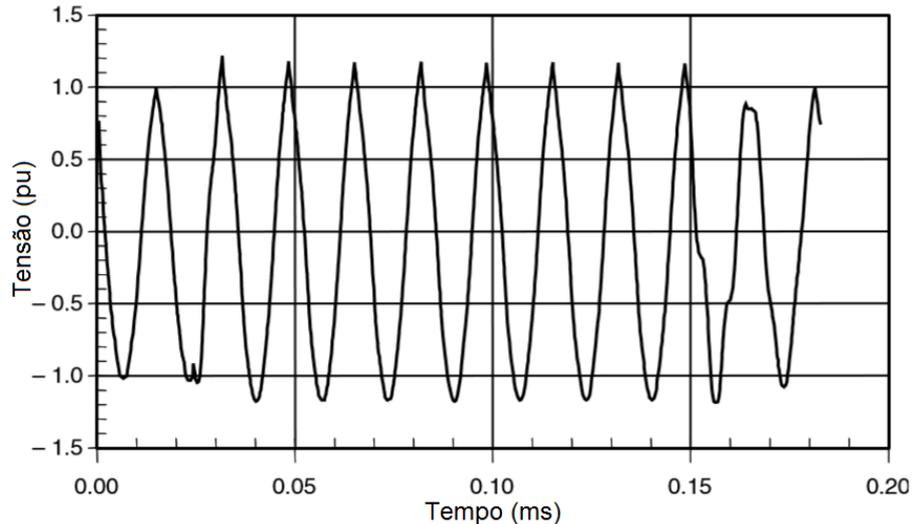
Com relação aos impactos provocados por afundamentos de tensão, Martinho (2009, p. 41) comenta que dispositivos associados a Controladores Lógicos Programáveis – PLC's, dispositivos eletromecânicos, computadores, acionadores de corrente contínua, entre outros, quando expostos a afundamentos de tensão, podem operar erroneamente, perdendo informações ou mesmo levando ao comprometimento dos processos a eles associados.

3.3.3 Elevação de Tensão

Também se refere a variação na tensão de fonte ou corrente de carga, mas para valores entre 110 e 180% do nominal, e podem acontecer durante uma falta de uma única fase em um sistema trifásico, como visto na Figura 5. Uma das fases sofreu um afundamento de tensão, enquanto as outras duas sofreram elevação.

A Figura 06 mostra o comportamento da tensão diante de uma falha monofásica em um sistema trifásico, visto em uma segunda fase ligada a este sistema.

Figura 06 - Elevação de tensão para 120% do valor nominal.



Fonte: (DUGAN, 2002. p. 24)

A magnitude da elevação de tensão depende das condições de impedância do sistema, aterramento, e local da falta. Dugan (2002) cita que em um sistema não-aterrado, a tensão nominal das fases associadas a uma fase em curto-circuito chega a 1,73 pu. Em contrapartida, em uma situação de falta próxima a uma subestação de um sistema adequadamente aterrado, este efeito “resposta” de elevação de tensão chega a ser praticamente nulo, em que a tensão nominal das fases não afetadas pela falta não sofrem qualquer variação relevante.

3.4 Variações de Tensão de Longa Duração

Todas as variações de tensão que ultrapassem 3 minutos, são tidas como variações de longa duração (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). Neste caso, os parâmetros de definição do tipo de variação consideram as mesmas características da falha para eventos de curta duração, no entanto os eventos recebem nomes distintos, para diferenciá-los daqueles que incidem nas categorias do item anterior.

Diferente do afundamento e elevação de tensão, os eventos de subtensão e sobretensão não são disparados por falhas pontuais no sistema. É mais comum que ocorram em decorrência de variações da própria carga ligada ao sistema, ou eventos de chaveamento de operação no sistema de distribuição.

Segundo DUGAN (2002), são tipos de variação de tensão de longa duração:

3.4.1 Interrupção Sustentada

A interrupção é assim chamada quando permanece por mais de 3 minutos. Normalmente, quando ocorrem são permanentes e requerem intervenção humana para restaurar o sistema à condição operacional.

Martinho (2009) diferencia as interrupções sustentadas programadas das inesperadas. São programadas quando provocadas pelo agente de distribuição e fornecimento de energia, para procedimentos de manutenção ou determinadas manobras que demandam o desligamento do fornecimento. As interrupções inesperadas, por outro lado, ocorrem sem que possam ser antecipadas ou evitadas, como eventos decorrentes de descargas atmosféricas, ruptura de condutores por fenômeno natural ou acidente, entre outros.

3.4.2 Subtensão

Como sua contraparte de curta duração (afundamento de tensão), este evento representa a redução dos valores nominais de tensão para níveis de 10 a 90% deste valor, permanecendo nos baixos níveis por mais de 3 minutos. Os eventos mais comuns e que causam subtensão podem ser chaveamentos de carga, remoção de banco de capacitores de um sistema, ou até mesmo circuitos sobrecarregados.

3.4.3 Sobretensão

Abrange eventos de aumento da tensão nominal para valores que vão além de 110% do nominal, por mais de 3 minutos. Assim como as subtensões, as sobretensões podem ocorrer em função de chaveamento de grandes cargas, inserção de banco de capacitores na linha, impossibilitando a ação imediata de reguladores de tensão. Outros eventos que disparam sobretensões podem ser configurações incorretas de transformadores.

A exposição permanente ou prolongada a tensões elevadas costumam comprometer não apenas a estrutura elétrica das instalações comerciais, industriais ou residenciais, mas também afetam a vida útil dos equipamentos associados, podendo incidir em custos elevados de manutenção e substituição.

3.5 Desequilíbrio de Tensão

Também chamado de Desbalanceamento de Tensão, refere-se à má distribuição das fases em um sistema, de forma que exista excesso de carga em uma ou mais fases, em relação à média geral do sistema (DUGAN, 2002. p.24).

Parâmetro dado em valores percentuais, é possível ser calculado por meio da equação (02) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017. p. 17):

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \quad (02)$$

Sendo:

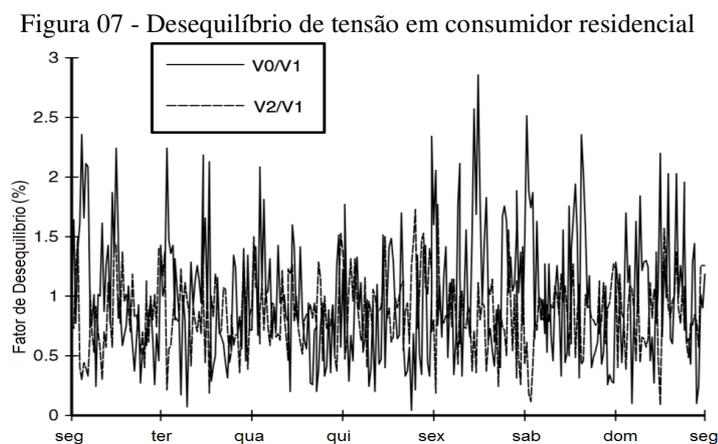
FD = Fator de Desequilíbrio

V_- = Magnitude da tensão de sequência negativa (eficaz) [V]

V_+ = Magnitude da tensão de sequência positiva (eficaz) [V]

Deste desequilíbrio, podem resultar sobrecarga de componentes estruturais das instalações, o que exigiria investimentos além do necessário para condicionar o sistema a cargas que, se melhor distribuídas nos barramentos, poderiam ser evitados.

A Figura 07 apresenta um gráfico de desbalanceamento que alcança picos de quase 3%, em um consumidor residencial



Fonte: (DUGAN, 2002. p. 25)

Este gráfico diferencia os valores relativos de tensão de duas fases (V0 e V2) em função de uma terceira fase (V1), usada como referência para este estudo específico de desequilíbrio de tensão. Para este tipo de descrição gráfica, ambas as linhas deveriam tender a permanecer em zero a maior parte do tempo, para que o sistema pudesse ser considerado ideal. Observando com mais atenção, percebe-se que a fase V0 tende a apresentar os maiores valores percentuais de desequilíbrio, chegando a aproximadamente 2,8% em determinados momentos entre sexta-feira e sábado.

3.6 Distorção na Forma de Onda

Segundo Dugan (2002. p.24), trata-se de toda variação nas formas de onda em relação a uma fundamental, em termos de frequência, amplitude, forma, entre outros. Dentre os tipos de distorção na forma de onda, elencam-se os que seguem:

3.6.1 Offset CC

Refere-se à presença de sinal de tensão ou corrente contínua (CC) em um sistema de tensão ou corrente alternada (AC). A existência deste sinal característico faz com que a forma de onda seja deslocada sobre o eixo da amplitude, de modo que o valor médio de pico-a-pico, que em um sistema ideal seria zero, passe a ser um valor positivo ou negativo.

Pode resultar de distúrbios geomagnéticos, ou assimetria de conversores eletrônicos (DUGAN, 2002. p. 25). Um exemplo é a presença de diodos retificadores de meia-onda em circuitos prolongadores da vida útil de lâmpadas incandescentes, os quais reduzem a tensão eficaz que chega à lâmpada.

A existência de offset CC provoca o desgaste e redução da vida útil de transformadores, erosão eletrolítica em aterramentos e conectores.

3.6.2 Harmônicos

São alteração na frequência de sinais sinusoidais de tensão e corrente, em relação à frequência fundamental de operação referencial. A sobreposição de sinais harmônicos ao longo do sinal fundamental provoca alterações na forma de onda (DUGAN, 2002. p.26).

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2017, p. 15), utilizam-se as seguintes equações para medição da distorção harmônica individual (03) e total (04), para comparação com parâmetros preestabelecidos de referências globais.

$$DIT_h \% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (03)$$

$$DTT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\text{máx}}} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (04)$$

Onde:

DIT_h = Distorção harmônica individual de tensão de ordem h

DTT = Distorção harmônica total de tensão

V_h = Tensão harmônica de ordem h [V]

h = Ordem harmônica

$h_{\text{máx}}$ = Ordem harmônica máxima

V_1 = Tensão fundamental medida [V]

Pires (2010) afirma que harmônicos são, em essência, associados a perdas de energia e, por este motivo, além de terem limites estabelecidos dentro das normas nacionais e internacionais, devem ser considerados e controlados pelo consumidor. A norma IEEE 519-1992 determina graus de tolerância de acordo com a susceptibilidade de cargas quando expostas a distorções harmônicas.

Tratando de exemplos claros, cargas pouco susceptíveis são aquelas cuja operação é favorecida pela presença de harmônicos, como por exemplo cargas puramente resistivas, como duchas e aquecedores elétricos. Cargas muito sensíveis à presença de distorção harmônica são aquelas para as quais os projetos foram elaborados observando sinais puramente senoidais, e para as quais variações no espectro do sinal elétrico podem afetar a confiabilidade do trabalho realizado, como por exemplo circuitos eletrônicos de comunicação, processamento de dados, etc.

A Tabela 03 apresenta uma síntese dos efeitos provocados pela presença de distorções harmônicas em elementos de um sistema elétrico. Todas as situações a seguir identificadas

provocam não apenas o comprometimento da integridade física dos dispositivos ou dos processos a eles relacionados, mas também podem resultar diretamente em perdas financeiras.

Tabela 03 - Efeito de harmônicos em componentes do sistema elétrico

Equipamento	Efeitos devido à presença de harmônicos
Máquinas rotativas	Torque pulsante; ruído audível; sobreaquecimento; perda de vida útil do isolamento.
Condutores	Sobreaquecimento; diminuição na capacidade de condução de corrente.
Medidores de energia	Erro na tarifação.
Relés de proteção	Operação indevida; inoperância.
Capacitores	Ressonância; perda de vida útil do dielétrico.
Transformadores	Aumento das perdas nos enrolamentos, núcleo e componentes; sobreaquecimento.
Equipamentos eletrônicos	Maior susceptibilidade a afundamentos de tensão; perda de sincronismo em contadores digitais; imagens distorcidas nos tubos catódicos.
Iluminação	Diminuição da vida útil em lâmpadas incandescentes; ruídos audíveis em lâmpadas fluorescentes; flutuação de tensão.
Sistemas de telefonia	Ruídos audíveis

Fonte: adaptado de Pires (2010)

Ainda segundo Pires (2010), as normas nacionais vigentes estabelecem índices e limites para a existência de distorções harmônicas na rede, os quais são descritos na Tabela 04 em função da ordem (múltiplo da frequência fundamental).

Tabela 04 - Limites globais harmônicos, em porcentagem da tensão fundamental

V < 69 KV			
Ímpares		Pares	
Ordem	Valor por harm. (%)	Ordem	Valor por harm. (%)
3, 5, 7	5	2, 4, 6	2
9, 11, 13			
15 a 25		≥ 8	1
≥ 27			

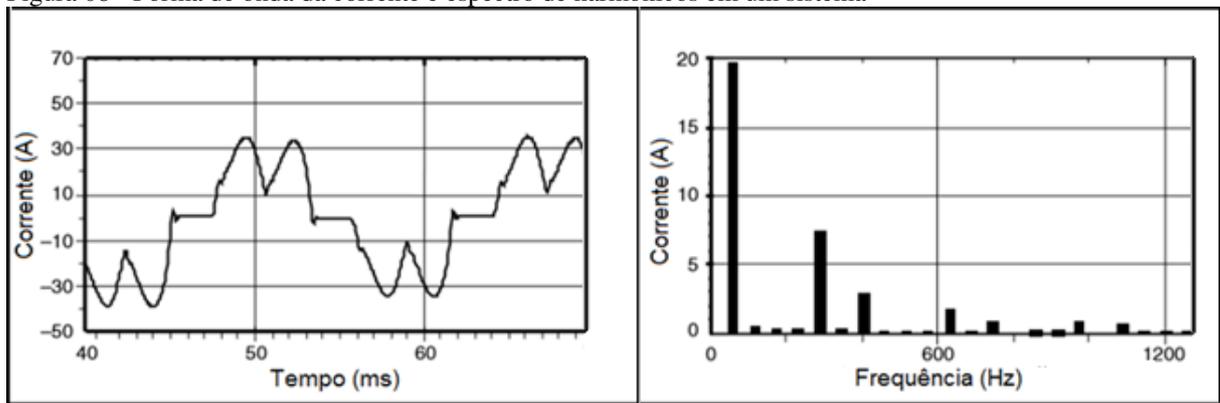
DTT = 6%

Fonte: adaptado de Pires (2010)

Pela tabela, as distorções totais de tensão em sistemas com valor nominal de tensão inferior a 69 KV não podem exceder em 6% do valor nominal e, para sistemas com tensão igual ou superior à tensão referenciada, os limites são reduzidos a 3%.

A Figura 08 demonstra a representação de harmônicos, descrevendo tanto a forma de onda da corrente no domínio do tempo (o que permite identificar a natureza periódica do sinal), quanto no domínio da frequência (permitindo identificar os valores modulares dos sinais harmônicos sobrepostos ao sinal fundamental).

Figura 08 - Forma de onda da corrente e espectro de harmônicos em um sistema



Fonte: (DUGAN, 2002. p. 26)

Cada barra vertical do gráfico à direita representa o sinal em determinadas frequências (ordens), múltiplas da frequência fundamental e nominal da rede. Neste caso, tratamos como fundamental a frequência de 60 Hz. A primeira barra, mais longa, representa o valor do sinal em rms, sem distorções. A sobreposição dos sinais harmônicos associados ao sinal fundamental, criam a forma de onda ilustrada no gráfico à esquerda.

3.6.3 Interharmônicos

Este grupo compreende todos os harmônicos que não são múltiplos da frequência fundamental. Normalmente originados de conversores de frequência estática, fornos de indução, dispositivos que produzem arcos voltaicos, entre outros. Entre as percepções visíveis deste distúrbio, estão ruídos fracamente visíveis em lâmpadas fluorescentes, monitores, etc. (DUGAN, 2002. p. 27)

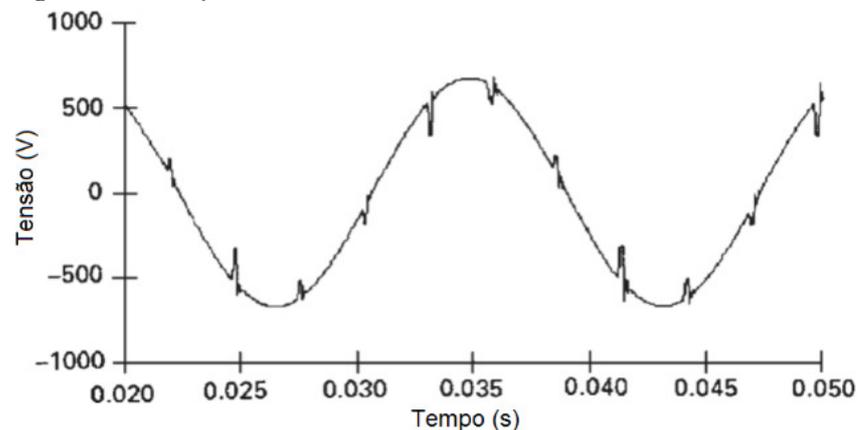
Por não serem múltiplos da frequência da rede, normalmente são desconsiderados em análises de qualidade de energia, devido à pequena influência em valores nominais e comerciais pertinentes às normas de tarifação e controle.

3.6.4 Recortes

De característica periódica, tratam-se de distúrbios oriundos da comutação da corrente entre fases diferentes. Por se tratar de um comportamento contínuo do sinal, o recorte é identificado por meio da análise de harmônicas, uma vez que ele próprio é também uma distorção harmônica. No entanto, por sua natureza e pelas altas frequências das componentes associadas, estes distúrbios podem não ser lidos corretamente por medidores de harmônicos e, por isso, costumam ser tratados como casos especiais (Dugan, 2002. p. 27).

Martinho (2009, p. 63) também define o recorte como sendo microvariações percebidas no circuito ao longo de sua função senoidal. Estes podem ser percebidos graficamente na Figura 09.

Figura 09 - Exemplo de recortes de tensão em conversor trifásico



Fonte: (DUGAN, 2002. p. 28)

Fica claro, ao observar o gráfico, que em determinados momentos de transposição de corrente entre fases do conversor trifásico, ocorre um curto circuito que tende a zerar a tensão, instantaneamente, comprometendo a qualidade do sinal. Em virtude do alto grau harmônico associado a este efeito, o circuito sai do estado de recorte quase instantaneamente, não havendo tempo de zerar absolutamente o valor de tensão.

Entre seus efeitos indesejáveis, existe a interferência em altas frequências, o que pode afetar equipamentos mais sensíveis, podendo interromper seu funcionamento. A Tabela 05, elaborada por intermédio da IEEE-519-1992 trata dos limites máximos permitidos, da presença de recortes em consumidores individuais de baixa tensão (Martinho, 2009. p. 64).

Tabela 05 - Limites de recortes por tipo de aplicação

Classificação e limites de distorção de tensão para usuários individuais em baixa tensão			
Classe	DHT	Área (v-ms)	Recorte
Aplicações especiais (hospitais, aeroportos)	3%	16400	10%
Aplicações gerais	5%	22800	20%
Aplicações dedicadas	10%	36500	50%

Fonte: (MARTINHO, 2009, p. 64)

Por solução, pode ser empregada a separação da carga que originam tal distúrbio, eliminando a presença do distúrbio do sistema como um todo. Esta ação, porém, não resolve o problema, apenas isola seus efeitos. Martinho (2009, p. 64) também propõe a substituição dos equipamentos causadores do distúrbio.

3.6.5 Ruídos

São definidos como sinais elétricos indesejáveis sobrepostos em condutores de sistemas de potência, ou encontrados em condutores neutros. Segundo Dugan (2002, p. 28), podem ser provocados por dispositivos eletrônicos, circuitos de controle, cargas com retificador de estado sólido, entre outros.

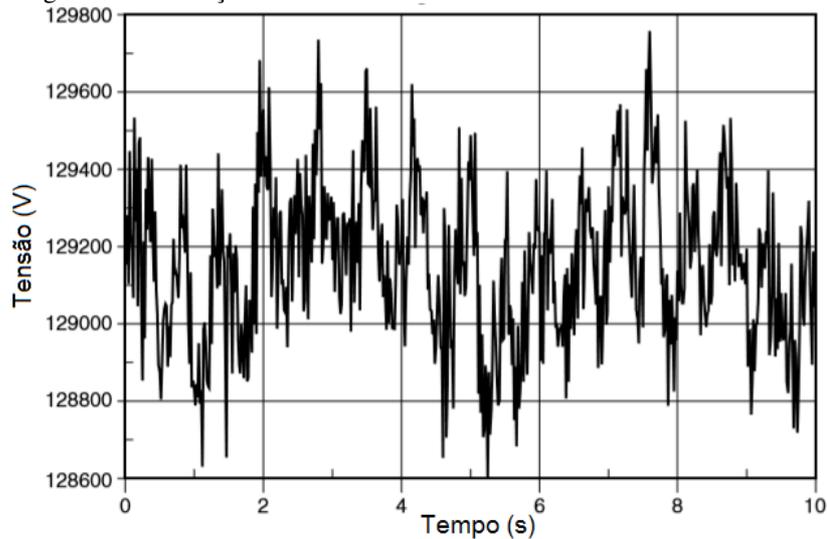
Basicamente, quaisquer distorções que não podem ser classificados como harmônicos ou transitórios, são tidos como ruídos. Este problema pode ser mitigado com o uso de filtros, transformadores isoladores, e condicionadores de linha como estabilizadores.

3.7 Flutuação de Tensão

Referido na literatura também como *flicker* (DUGAN, 2002, p. 28), termo derivado do inglês e que representa o efeito de “pisca” que lâmpadas apresentam quando o sistema onde estão inseridas recebe este tipo de distúrbio, trata-se de variações sistemáticas e intermitentes da forma de onda, ou mesmo mudanças aleatórias nas características da tensão, provocando um efeito oscilatório cíclico, percebido visualmente em dispositivos emissores de luz.

O comportamento do sinal elétrico, em termos de valor eficaz, pode ser percebido na Figura 10.

Figura 10 - Flutuação de Tensão



Fonte: (DUGAN, 2002. p. 29)

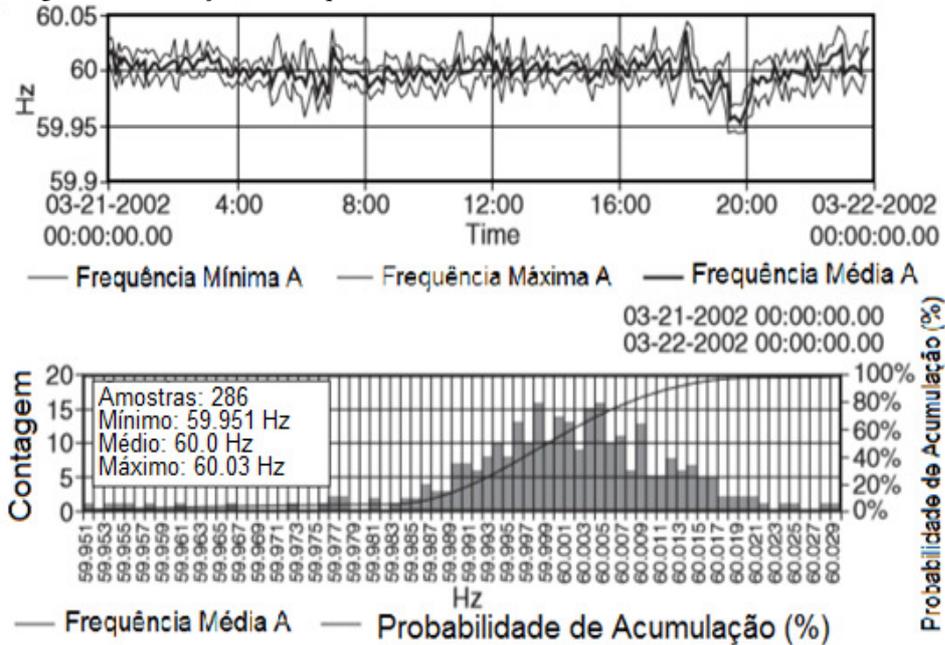
Pode-se perceber na imagem que o valor da tensão em um barramento oscila intensamente, dentro da faixa que compreende seu valor eficaz. Supondo um valor médio de 129,2 KV para o sistema simulado, tais variações chegam a aproximadamente 0,5% do valor referenciado, o que já é suficiente para provocar o *flicker*. Estas oscilações são normalmente originadas em equipamentos que operem por meio de arcos voltaicos, como por exemplo fornos industriais.

3.8 Variação de Frequência

Diferente dos harmônicos, agrupados entre as Distorções de Forma de Onda, aqui as variações de frequência são tratadas a nível de geração.

Para Dugan (2002. p. 30), em redes de 50 ou 60 Hz, este fenômeno provoca ligeiras alterações nestes valores nominais, de modo a alterar completamente a forma como quaisquer dispositivos recebem os pulsos alternados da rede elétrica. A compreensão deste fenômeno fica clara na Figura 11.

Figura 11 - Variações na frequência da rede em uma determinada fase A



Fonte: (DUGAN, 2002. p. 31)

No primeiro gráfico são percebidas as variações de frequência em um intervalo de 24 horas, em um determinado barramento de uma subestação. Enquanto o valor médio permanece em 60 Hz, pontualmente este valor oscila entre 59,95 e 60,05 Hz. No segundo gráfico, são descritos os valores acumulados por faixa de frequência, ficando clara a predominância sobre o valor médio de 60 Hz.

Tais variações, muito embora pouco comuns e tratadas antes de chegar ao consumidor final, podem provocar erro em sistemas que dependem da frequência fundamental da rede para operações de controle.

3.9 Síntese das Categorias e Características dos Fenômenos Eletromagnéticos

A Tabela 06, apresentada por Dugan (2002, p. 14), sintetiza de maneira clara todos os fenômenos tratados, com seus parâmetros típicos de duração e magnitude de tensão.

Tabela 06 - Categorias e características dos fenômenos eletromagnéticos

	Categorias	Duração Típica	Magnitude Típica de Tensão
1	Transitório	-	-
1.1	Impulsivo	-	-
1.1.1	Nanosegundos	< 50 ns	-
1.1.2	Microsegundos	50 ns – 1 ms	-
1.1.3	Milisegundos	> 1 ms	-
1.2	Oscilatório	-	-
1.2.1	Baixa frequência	0,3 – 50 ms	0 – 4 pu
1.2.2	Média frequência	20 μ s	0 – 8 pu
1.2.3	Alta frequência	5 μ s	0 – 4 pu
2	Varição de curta duração	-	-
2.1	Instantânea	-	-
2.1.1	Interrupção	0,5 – 30 ciclos	< 0,1 pu
2.1.2	Afundamento	0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 pu
2.1.3	Elevação	0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
2.2	Momentânea	-	-
2.2.1	Interrupção	30 ciclos – 3 s	< 0,1 pu
2.2.2	Afundamento	30 ciclos – 3 s	0,1 – 0,9 pu
2.2.3	Elevação	30 ciclos – 3 s	1,1 – 1,4 pu
2.3	Temporária	-	-
2.3.1	Interrupção	3 s – 1 min	< 0,1 pu
2.3.2	Afundamento	3 s – 1 min	0,1 – 0,9 pu
2.3.3	Elevação	3 s – 1 min	1,1 – 1,2 pu
3	Varição de longa duração	-	-
3.1	Interrupção sustentada	> 1 min	0,0 pu
3.2	Subtensão	> 1 min	0,8 – 0,9 pu
3.3	Sobretensão	> 1 min	1,1 – 1,2 pu
4	Desbalanceamento de tensão	Permanente	0,5 – 2%
5	Distorção na forma de onda	-	-
5.1	Offset CC	Permanente	0 – 0,1 %
5.2	Harmônicos	Permanente	0 – 20%
5.3	Interharmônicos	Permanente	0 – 2%
5.4	Recorte	Permanente	-
5.5	Ruído	Permanente	0 – 1%
6	Flutuação de tensão	Intermitente	-
7	Variações de frequência	< 10 s	-

Fonte: (DUGAN, 2002. p. 31)

Cabe ressaltar que todos os fenômenos listados são analisados individualmente, no entanto ocorrem simultaneamente em sistemas reais e, por este motivo, é imprescindível a decomposição dos sinais medidos e a identificação clara de cada uma das situações descritas, de modo a assegurar a correta descrição de cada fenômeno.

4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA ACERCA DA MODELAGEM ESTATÍSTICA DE INDICADORES E RESULTADOS

Por meio da verificação das ocorrências de fenômenos eletromagnéticos que produzam os distúrbios descritos anteriormente é possível avaliar melhorias e implementar soluções que venham a reenquadrar os diversos indicadores considerados pelas normas vigentes, e em consequência há redução de custos e desperdícios no consumo de energia elétrica. No entanto, a simples coleta dos dados pertinentes sem o necessário tratamento não é suficiente para que os argumentos de melhorias possam ser apresentados à empresa, ou à parte interessada na análise. Martinho (2009, p. 93) sugere que não basta apenas coletar os dados, mas também compreendê-los e, principalmente, torna-los compreensíveis às pessoas interessadas, as quais muitas vezes não possuem conhecimentos técnicos necessários para realizar esta interpretação ou tratamento dos valores levantados.

Ainda, se faz importante o uso de ferramentas estatísticas no sentido de qualificar o grupamento dos dados coletados, assegurando a correta representação amostral de tais registros, configurando uma assertividade minimamente coerente com o tipo de informação produzida a partir destes dados tratados.

Neste ponto, cabe ao engenheiro que realiza a análise, ponderar os dados e trata-los no sentido de que possam ser apresentados de forma coerente e compreensível a um interlocutor potencialmente leigo nos termos técnicos, sendo mantida a confiabilidade dos dados representados.

O tratamento dos dados pode ser realizada de diversas formas, mas que em essência partem de modelos estatísticos, sendo uma importante ferramenta estatística que permite atribuir confiabilidade ao processo de tratamento dos dados o chamado Desvio Padrão Amostral.

4.1 Desvio Padrão Amostral

Trata-se de um tipo de medida de variação que, segundo Triola (2008, p. 76), representa um desvio médio a partir da média aritmética, que por sua vez é um tipo de medida de centro. Em outras palavras, é uma representação da variação dos termos reais medidos, em torno da média aritmética destes valores.

Necessariamente, um grupo elevado de valores reais coletados por meio de medição instrumental apresentará variações em termos de valores absolutos. Apresentar estes valores

em um relatório ou laudo, de forma compreensível e compacta, demanda o tratamento dos dados. Assim, após a coleta e tabulação dos dados, estes são submetidas ao modelo estatístico representado pela equação (5), que determinará sua média aritmética:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i \quad (05)$$

Onde:

\bar{x} = Média aritmética dos valores amostrais;

n = Quantidade de valores no conjunto de dados amostrais;

Σ = Operador matemático Somatório;

x_i = Cada um dos valores amostrais coletados.

Tais valores amostrais, submetido a um somatório e posterior divisão pela quantidade de dados, gera um único valor que representa a média aritmética de todo o conjunto de dados. Após o cálculo da média aritmética, e de posse de seu valor e dos dados originais, realiza-se uma nova operação estatística necessária para o cálculo do desvio padrão amostral, através da equação (6):

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}} \quad (06)$$

Sendo:

s = Desvio padrão amostral;

Σ = Operador matemático Somatório;

x_i = Cada um dos valores amostrais coletados;

\bar{x} = Média aritmética dos valores amostrais;

n = Quantidade de valores no conjunto de dados amostrais.

Por meio da definição de um valor médio do conjuntos de dados amostrais, associado a um determinado desvio padrão amostral, é possível enquadrar estas médias aritméticas agrupadas dentro de indicadores e regras estabelecidas em norma. Toda informação numérica apresentada considerando um desvio padrão amostral, é capaz de melhor representar toda a

população de dados relacionados à medição realizada, uma vez que considera, em torno da média aritmética, uma variação real de valores. Além disso, dados complexos tratados dessa forma, apresentados a pessoas que não tenham uma profunda compreensão técnica dos fenômenos, tornam-se intuitivamente compreensíveis.

Todos os dados coletados e tratados no estudo de caso a seguir foram submetidos às técnicas e ferramentas estatísticas apropriadas.

5 ESTUDO DE CASO

Visando observar na prática, os conceitos propostos e os fenômenos eletromagnéticos em um contexto real, foi realizado um estudo de caso em empresa que atua como retífica de motores de combustão interna e demais operações de manutenção em componentes mecânicos de veículos, localizada na cidade de Varginha – MG.

Embora não seja possível evidenciar aqui todas as características e detalhes da planta estudada, é importante ressaltar que no local analisado, existem diversas cargas indutivas como motores elétricos, bem como compressores e demais ferramentas que demandam grande quantidade de energia elétrica, e que a princípio merecem estudo detalhado.

Dugan (2002, p. 8) sugere o fluxo de ações ilustrado na Figura 12 como roteiro para a avaliação de condições e soluções para problemas em qualidade de energia.

Figura 12 - Etapas relacionadas à avaliação da qualidade de energia.



Fonte: adaptado de Dugan (2002)

5.1 Identificação do Problema

Em entrevista com os responsáveis da empresa, bem como verificação das contas de energia, foram identificadas cobranças sobre excesso de potência reativa, característica associada a baixo fator de potência que, em virtude da modalidade tarifária contratada junto à

concessionária de energia elétrica, afetam os valores pagos nas tarifas de energia, uma vez que os valores de fator de potência, em determinados momentos do dia, provavelmente infringem os limites permitidos em norma (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

Além disso, foi apresentada pelo representante da empresa uma preocupação com relação à preservação da vida útil dos dispositivos instalados, que em alguns casos são sensíveis a variações permanentes de tensão eficaz.

Com base nestas ponderações, tornou-se possível estabelecer os procedimentos de análise e coleta de dados. Foi agendada junto à empresa a instalação de dispositivo analisador de qualidade de energia, no sentido de registrar dados amostrais de diversas características do sinal elétrico no ramal de entrada da instalação, para posterior tratamento e análise.

5.2 Metodologia e Parâmetros de Medição

Para a execução das medições e armazenamento dos dados coletados, foi utilizado o analisador de energia PowerLogic® ION7650, de fabricação da empresa Schneider Electric, apresentado na Figura 13.

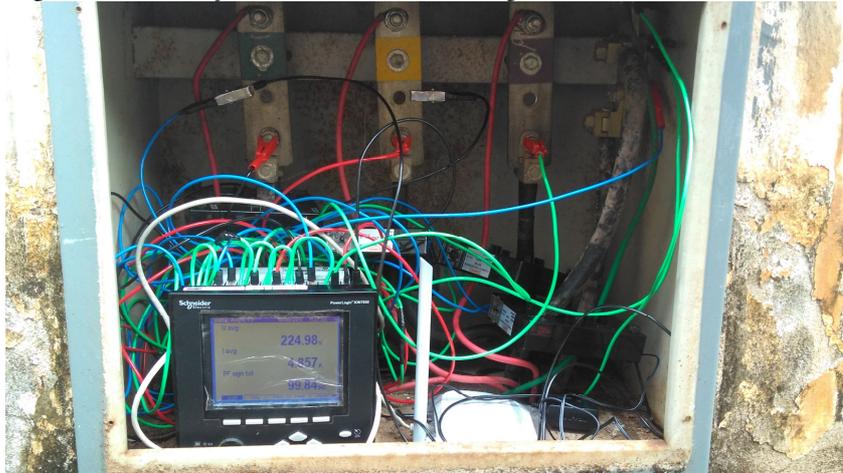
Figura 13 - Analisador PowerLogic® ION7650



Fonte: o autor

O equipamento foi instalado junto aos barramentos de entrada da empresa, imediatamente após o medidor da concessionária de energia. O local foi escolhido em função da presença de diversas cargas, em diversas condições e com fatores de potência variados, inviabilizando a segmentação do estudo em um local específico da planta. O equipamento instalado pode ser visto na Figura 14.

Figura 14 – Instalação do analisador PowerLogic® ION7650



Fonte: o autor

Por meio das interfaces de configuração, foram definidos os parâmetros de medição com base no módulo 8 do PRODIST, o qual estabelece os indicadores de qualidade de energia elétrica relacionados aos fenômenos eletromagnéticos já discutidos.

Com base no levantamento preliminar dos possíveis distúrbios e problemas alegados pelos representantes da empresa estudada, bem como ponderações realizadas em visita *in loco*, os parâmetros escolhidos para nortear o estudo de caso foram:

- a) Fator de potência;
- b) Níveis de tensão em regime permanente;
- c) Variações de tensão de curta duração;
- d) Harmônicos de tensão.

Cada um dos parâmetros escolhidos obedece certos critérios, ou estão submetidos a determinados limites estabelecidos pela própria norma (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). A seguir, encontram-se descritos cada um deles.

5.2.1 Fator de Potência

O cálculo deste indicador baseia-se em formulação já descrita anteriormente e que, na documentação do PRODIST, é apresentada na forma da equação (7):

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} \text{ ou } \frac{EA}{\sqrt{EA^2+ER^2}} \quad (07)$$

Onde:

fp = Fator de potência

P = Potência ativa

Q = Potência reativa

EA = Energia ativa

ER = Energia reativa

Por referência, a normativa toma como base o fator de potência 1,0 (unidade, ou 100%) como centro, e considera como limites 0,92 (noventa e dois centésimos, ou 92%) tanto capacitivo quanto indutivo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010, p. 96). Caso o fator de potência infrinja os limites estabelecidos – em outras palavras, caso seja inferior a ,092 tanto capacitivo quanto indutivo – em intervalos de 1h, a potência reativa que excede os limites impostos será tarifada de acordo com a equação (8), também discriminada em norma (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010, p. 96):

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[EEAM_T \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE} \quad (08)$$

Onde:

E_{RE} = 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\$);

$EEAM_T$ = montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “ T ” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

f_R = fator de potência de referência, igual a 0,92;

f_T = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “ T ” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;

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

A norma estabelece também os critérios de aplicação de cobrança sobre reativos excedentes:

§ 1o Para a apuração do ERE [...] deve-se considerar:

I – o período de 6 (seis) horas consecutivas, compreendido, a critério da distribuidora, entre 23h 30min e 6h 30min, apenas os fatores de potência “ f_T ” inferiores a 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora “ T ”; e

II – o período diário complementar ao definido no inciso I, apenas os fatores de potência “f_T” inferiores a 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora “T”. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010, p. 98)

5.2.2 Níveis de tensão em regime permanente

O módulo 8 do PRODIST estabelece faixas de valores de tensão, que servem para caracterizá-la como Adequada, Precária ou Crítica, conforme mostra a Tabela 07:

Tabela 07 - Faixa de classificação para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1kV (220/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) /$ $(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017. p. 33)

Os valores de tensão a serem averiguados são oriundos de 1008 leituras válidas realizadas na instalação, espaçadas em 10 minutos cada uma, compreendendo um total de 7 dias ininterruptos, salvo no caso de registros de falsos positivos, os quais devem ser expurgados e substituídos por igual número de leituras, que ocorram imediatamente depois da última leitura realizada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017, p. 8).

5.2.3 Variações de tensão de curta duração

Embora o PRODIST não atribua padrões de desempenho a este tipo de fenômeno eletromagnético, a norma classifica as variações de tensão conforme demonstra a Tabela 08:

Tabela 08 – Classificação das variações de tensão de curta duração

Classificação	Denominação	Duração	Amplitude em relação à referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo, e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo, e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017. p. 29)

5.2.4 Harmônicos de tensão

Conforme exposto anteriormente, harmônicos são distorções e sobreposições de sinais elétricos cuja frequência é múltipla da frequência fundamental na rede, que no caso do Brasil é 60 Hz.

O PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017, p. 23) estabelece como limite para distorção harmônica total de tensão, abreviado como DTT, o valor percentual máximo de 10% sobre a tensão nominal do barramento, para consumidores com tensão de barramento inferior a 1 kV.

5.3 Coleta dos Dados e Análise dos Resultados

Para a coleta dos dados a serem analisados, foi instalado o equipamento medidor logo nos barramentos de entrada da empresa, à jusante do medidor da concessionária, onde permaneceu por 8 dias. Este período se deve ao fato de que, em diversos momentos, a norma pondera sobre o número de leituras válidas para avaliar determinado fenômeno.

Estabelecem-se, nestes casos, um total de 1008 leituras válidas, espaçadas em 10 minutos cada uma, perfazendo um total de 168 horas, ou 7 dias exatos. Com um intervalo maior de leituras, é assegurada da quantidade necessária de registros. O período considerado para análise é de 30/08 a 05/09/2017.

Ainda, para os casos de eventos como afundamentos e elevações de tensão, o dispositivo é capaz de registrar pontualmente os dados, detalhando os parâmetros medidos que dispararam o registro.

5.3.1 Fator de Potência

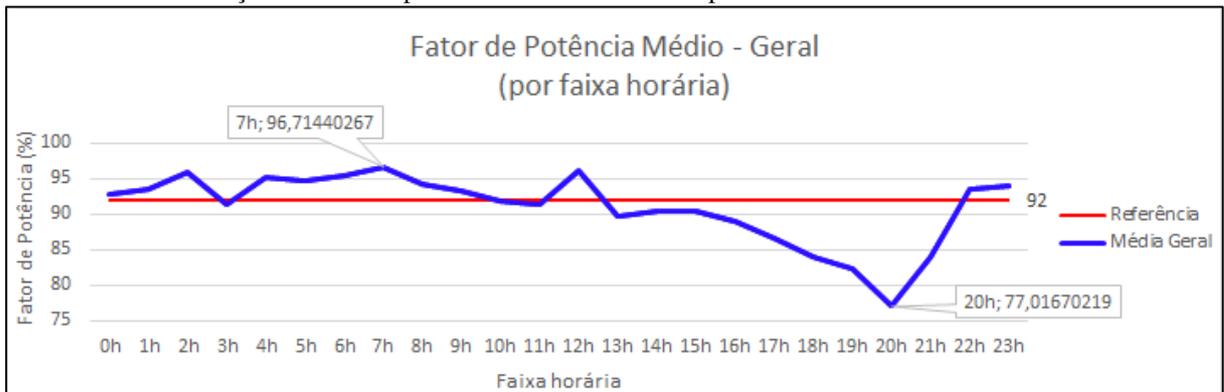
Os dados coletados foram agrupados em termos de horas do dia conforme apresentados na Tabela 09 e com gráfico ilustrativo dos valores para a média geral de leituras conforme visto no Gráfico 01, por meio de tratamentos estatísticos apropriados. Isso garante que, mesmo apresentados de forma resumida, ainda é preservada a confiabilidade das leituras.

Tabela 09 – Fator de potência médio por dia da semana e média geral

Hora	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo	Média Geral (Desvio)
0h	97,25	89,60	95,32	88,79	94,63	85,39	98,68	92,81 (± 4,96)
1h	96,02	93,61	95,64	93,11	89,52	91,17	96,27	93,62 (± 1,68)
2h	98,59	94,46	96,26	98,48	94,48	91,24	98,64	96,02 (± 2,16)
3h	96,85	85,12	86,62	94,80	91,33	89,48	96,22	91,49 (± 4,31)
4h	97,66	93,12	95,78	96,81	88,23	97,33	97,87	95,26 (± 3,83)
5h	98,61	87,87	95,29	97,53	96,03	92,48	95,97	94,83 (± 3,47)
6h	96,68	97,61	94,15	94,42	93,90	94,23	97,83	95,54 (± 1,42)
7h	96,64	98,22	97,34	96,44	95,50	94,20	98,66	96,71 (± 1,09)
8h	93,40	95,47	92,35	93,02	95,59	93,86	96,02	94,24 (± 1,39)
9h	94,98	91,13	90,16	92,94	89,97	94,86	98,65	93,24 (± 3,17)
10h	93,10	89,76	90,90	94,81	87,53	89,67	97,13	91,84 (± 2,62)
11h	91,00	85,78	95,77	97,42	89,30	84,48	96,38	91,45 (± 4,38)
12h	97,70	92,86	95,79	94,76	96,48	98,41	97,71	96,24 (± 1,77)
13h	90,20	88,61	88,05	87,64	91,89	85,10	96,72	89,74 (± 3,85)
14h	91,35	89,98	80,30	82,25	94,04	97,34	98,50	90,54 (± 5,96)
15h	94,82	88,69	88,35	83,01	85,62	96,84	95,38	90,39 (± 5,76)
16h	94,70	81,19	82,33	86,65	83,01	97,47	98,58	89,13 (± 7,97)
17h	86,19	84,68	87,21	90,92	86,57	85,39	85,49	86,64 (± 1,90)
18h	87,57	91,77	84,75	83,66	84,31	77,68	77,95	83,96 (± 4,70)
19h	81,18	80,30	84,72	88,47	85,70	78,20	78,29	82,41 (± 4,16)
20h	76,53	76,17	75,42	75,29	79,56	78,32	77,82	77,02 (± 1,11)
21h	84,01	82,94	84,68	83,01	84,11	84,34	84,68	83,97 (± 0,66)
22h	93,97	91,35	88,17	94,77	93,47	97,08	96,16	93,57 (± 2,81)
23h	97,80	90,57	94,20	89,38	92,12	96,93	97,54	94,08 (± 3,45)

Fonte: o autor

Gráfico 01 - Distribuição do fator de potência médio referente ao período total de análise.

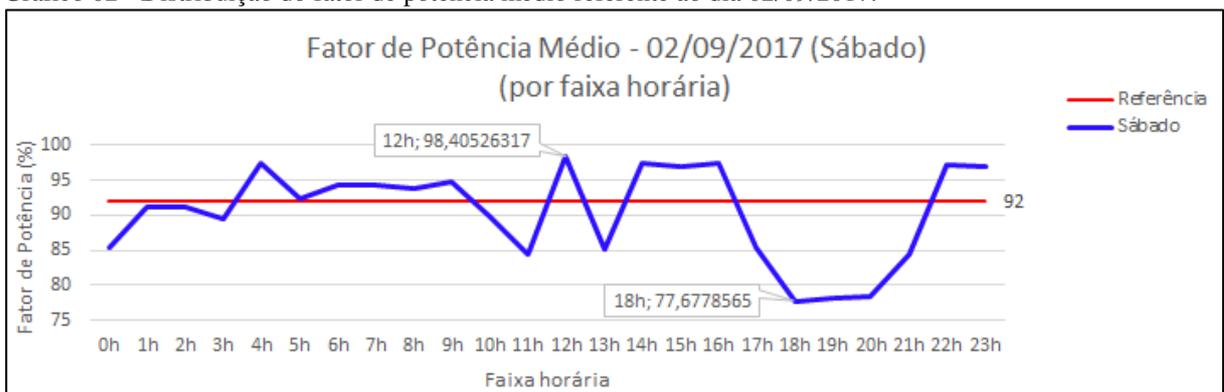


Fonte: o autor

Em um primeiro momento, é visível que durante o período de atividades comerciais da empresa, o fator de potência tende a ficar indutivo. Isso ocorre em virtude da predominância de cargas puramente indutivas, como por exemplo motores elétricos, uma vez que este é o dispositivo mais utilizado nas operações realizadas pela empresa.

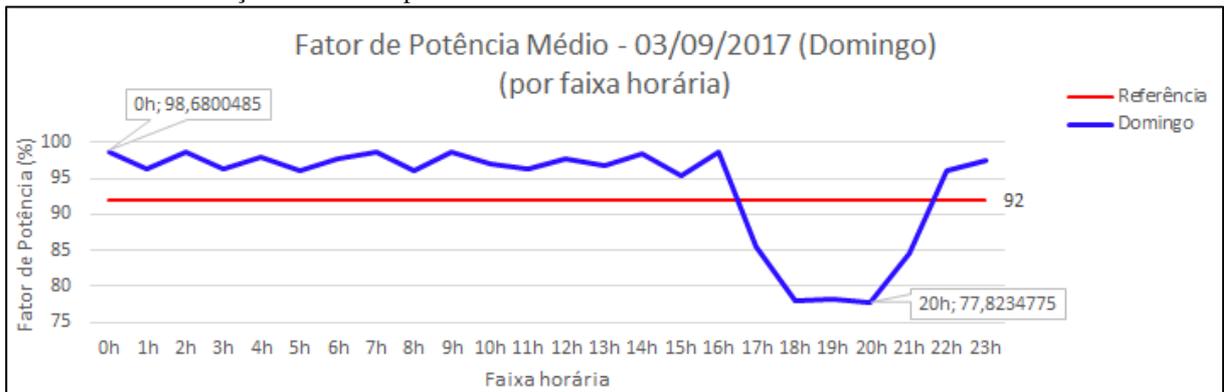
No entanto, foi percebido um fator de potência indutivo bastante inferior ao que dita a norma (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010), em um período fora do horário comercial da empresa. Esta situação fica mais evidente quando são observados com destaque os relatórios de fator de potência no final de semana, representados visualmente nos Gráficos 02 e 03

Gráfico 02 - Distribuição do fator de potência médio referente ao dia 02/09/2017.



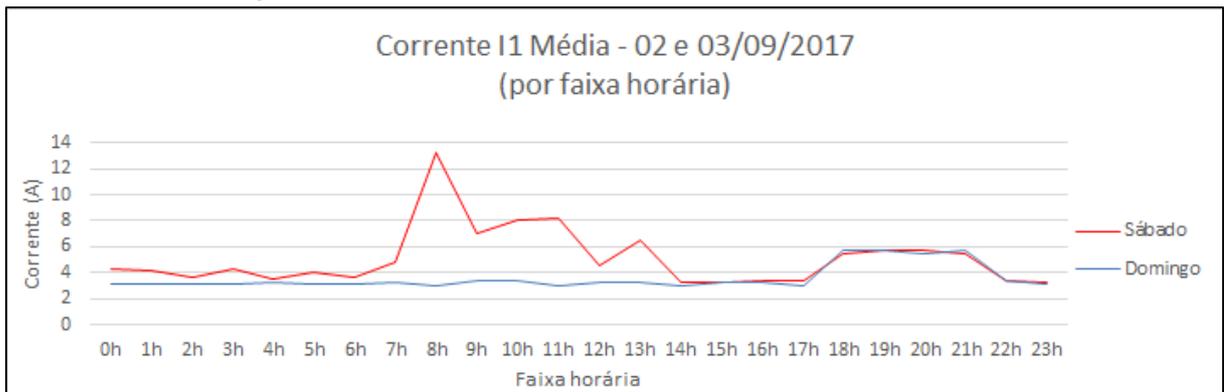
Fonte: o autor

Gráfico 03 - Distribuição do fator de potência médio referente ao dia 03/09/2017.

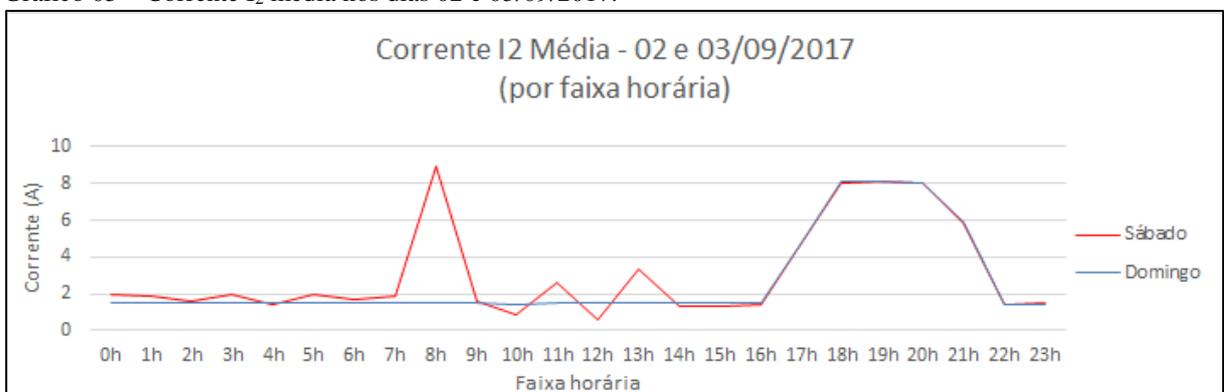


Fonte: o autor

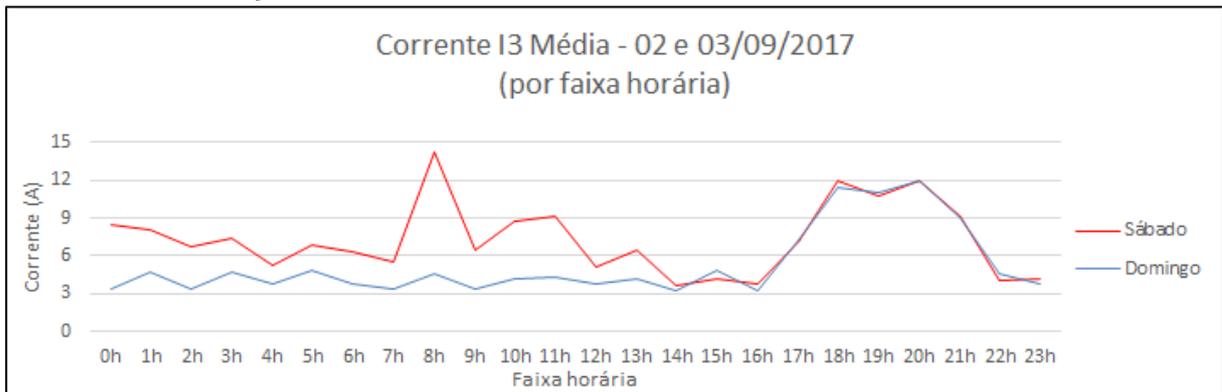
Ao serem identificados nos Gráficos 02 e 03 a reincidência de tal fenômeno, foram verificados os relatórios relacionados às correntes medidas pelo dispositivo instalado, no período correspondente, conforme gráficos 04, 05, 06 e 07, que representam respectivamente as correntes de fases I_1 , I_2 , I_3 e I_{Neutro} coletada nos dias 02 e 03/09/2017.

Gráfico 04 – Corrente I_1 média nos dias 02 e 03/09/2017.

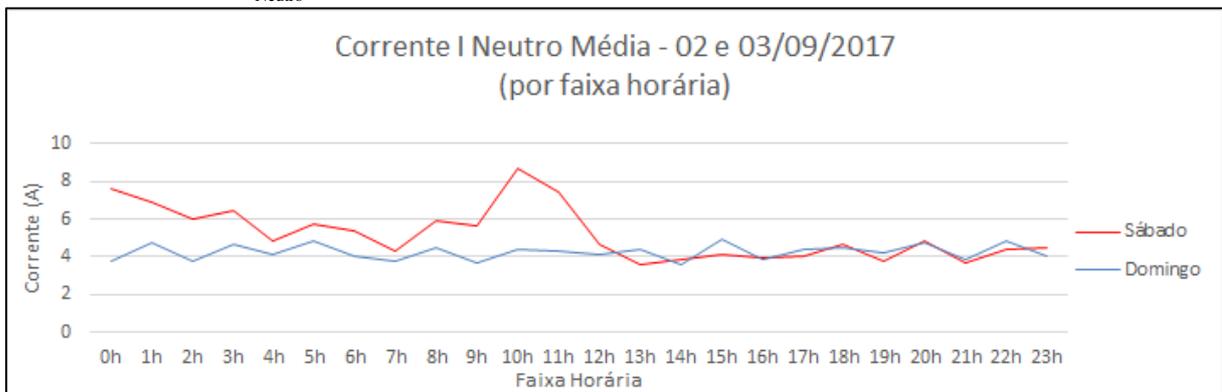
Fonte: o autor

Gráfico 05 – Corrente I_2 média nos dias 02 e 03/09/2017.

Fonte: o autor

Gráfico 06 – Corrente I_3 média nos dias 02 e 03/09/2017.

Fonte: o autor

Gráfico 07 – Corrente I_{Neutro} média nos dias 02 e 03/09/2017.

Fonte: o autor

De fato, existem correntes visíveis nas três fases que correspondem ao acionamento de cargas. A não ocorrência de comportamento semelhante no gráfico de corrente do barramento neutro indica que se trata de uma ou mais cargas bifásicas ou trifásicas, sendo acionadas pontualmente no período compreendido entre as 17h e 21h, as quais afetam sobremaneira o fator de potência nestes horários.

Neste ínterim, o fato é relatado à empresa, juntamente com sugestões para solucionar o problema com o fator de potência irregular e em inconformidade à norma.

5.3.2 Níveis de tensão em regime permanente

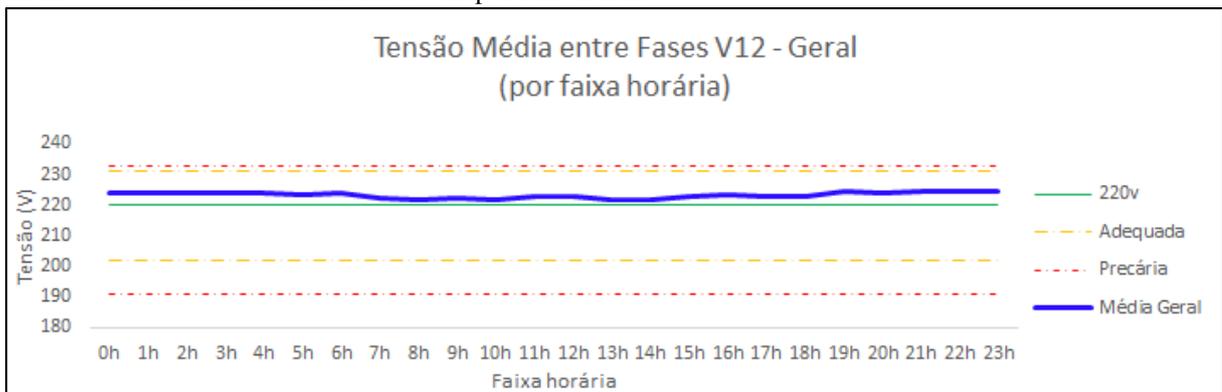
Assim como para o fator de potência, os dados coletados ao longo do período de medição foram agrupados obedecendo os métodos estatísticos apropriados, de forma que os dados tratados e ponderados traduzam o cenário real. Em seguida, foram produzidas as Tabelas 10, 11 e 12, bem como os Gráficos 08, 09 e 10, que ilustram o comportamento dos valores de tensão em regime permanente, no período monitorado.

Tabela 10 – Tensão média entre fases V12 por dia da semana e média geral

Hora	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo	Média Geral
0h	224,44	223,90	224,29	224,09	223,32	223,49	224,85	224,05 ($\pm 0,15$)
1h	222,83	223,51	224,00	223,47	224,14	223,54	224,99	223,78 ($\pm 0,25$)
2h	223,41	223,54	224,15	223,40	224,05	224,41	224,92	223,98 ($\pm 0,18$)
3h	223,64	223,89	224,51	224,49	224,29	223,32	224,84	224,14 ($\pm 0,12$)
4h	223,93	224,19	224,66	224,24	223,86	223,39	224,50	224,11 ($\pm 0,08$)
5h	223,51	221,77	223,58	224,02	222,56	223,26	224,48	223,31 ($\pm 0,71$)
6h	224,23	223,85	224,45	223,82	224,14	223,78	224,39	224,09 ($\pm 0,06$)
7h	222,07	221,97	221,75	222,13	221,79	223,27	222,54	222,22 ($\pm 0,10$)
8h	222,23	220,98	222,25	221,14	221,86	222,79	222,70	221,99 ($\pm 0,38$)
9h	221,89	221,58	223,09	222,55	221,98	222,81	222,79	222,38 ($\pm 0,32$)
10h	220,10	221,77	222,22	221,81	222,13	222,45	222,55	221,86 ($\pm 0,66$)
11h	222,79	222,26	222,55	223,38	222,87	224,56	223,36	223,11 ($\pm 0,25$)
12h	223,64	222,52	222,80	222,12	221,65	224,45	223,78	223,00 ($\pm 0,65$)
13h	220,51	221,23	221,41	221,06	221,04	222,93	223,79	221,71 ($\pm 0,53$)
14h	221,10	220,69	221,66	220,85	221,83	223,00	224,02	221,88 ($\pm 0,62$)
15h	222,32	221,85	222,88	222,45	222,90	222,38	223,75	222,65 ($\pm 0,18$)
16h	223,02	222,92	223,66	222,87	222,77	224,80	223,40	223,35 ($\pm 0,19$)
17h	222,42	222,34	222,90	222,80	223,02	224,81	223,15	223,06 ($\pm 0,21$)
18h	223,41	222,16	223,57	222,68	222,47	222,57	224,08	222,99 ($\pm 0,32$)
19h	224,57	223,80	223,89	224,45	223,70	225,19	224,97	224,37 ($\pm 0,21$)
20h	224,22	223,75	223,74	223,52	223,67	223,68	224,68	223,90 ($\pm 0,07$)
21h	224,58	224,85	224,56	224,27	224,91	225,06	224,95	224,74 ($\pm 0,06$)
22h	223,83	224,57	224,02	224,33	223,90	224,89	224,60	224,30 ($\pm 0,11$)
23h	223,66	224,85	223,83	224,11	224,02	225,00	224,90	224,34 ($\pm 0,23$)

Fonte: o autor

Gráfico 08 – Tensão média entre fases V12 por faixa horária.



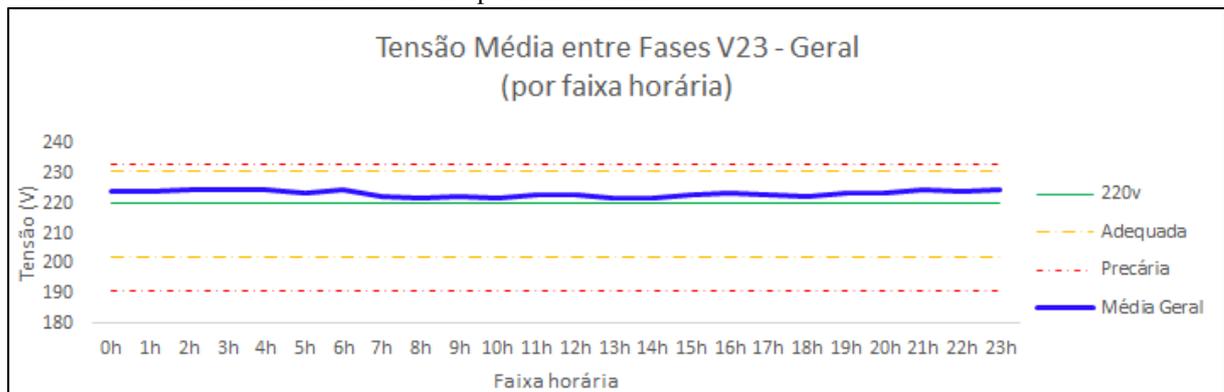
Fonte: o autor

Tabela 11 – Tensão média entre fases V23 por dia da semana e média geral

Hora	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo	Média Geral
0h	224,94	224,11	224,45	224,33	223,63	223,71	225,28	224,35 ($\pm 0,19$)
1h	223,41	223,89	224,28	223,89	224,59	223,85	225,40	224,19 ($\pm 0,19$)
2h	224,02	224,02	224,57	223,95	224,50	224,85	225,44	224,48 ($\pm 0,14$)
3h	224,30	224,37	224,81	225,06	224,85	223,94	225,44	224,68 ($\pm 0,09$)
4h	224,60	224,74	225,18	224,82	224,47	224,08	225,17	224,72 ($\pm 0,06$)
5h	224,00	222,17	224,05	224,42	223,00	223,88	225,15	223,81 ($\pm 0,76$)
6h	224,72	224,17	224,82	224,19	224,49	224,32	225,03	224,53 ($\pm 0,07$)
7h	222,23	222,13	221,89	222,39	221,98	223,59	223,03	222,46 ($\pm 0,15$)
8h	221,82	221,10	222,53	221,09	222,01	222,88	223,01	222,06 ($\pm 0,43$)
9h	221,87	221,59	223,22	222,73	221,99	222,98	223,14	222,50 ($\pm 0,41$)
10h	220,02	222,01	222,02	221,86	221,80	222,58	222,79	221,87 ($\pm 0,69$)
11h	222,88	222,46	222,63	223,55	222,94	224,79	223,57	223,26 ($\pm 0,27$)
12h	223,90	222,78	222,93	222,41	221,96	224,68	224,07	223,25 ($\pm 0,62$)
13h	220,62	221,60	221,01	221,10	221,16	223,06	224,13	221,81 ($\pm 0,61$)
14h	221,05	221,12	221,56	220,91	221,88	223,19	224,33	222,00 ($\pm 0,62$)
15h	222,51	222,17	223,00	222,56	222,97	222,54	224,12	222,84 ($\pm 0,13$)
16h	223,15	223,00	223,76	222,14	222,87	224,81	223,65	223,34 ($\pm 0,40$)
17h	222,63	222,32	222,87	221,96	222,81	224,61	222,96	222,88 ($\pm 0,25$)
18h	223,04	221,78	222,85	222,26	221,77	222,29	223,36	222,48 ($\pm 0,30$)
19h	224,03	223,31	223,23	223,84	223,00	224,77	224,41	223,80 ($\pm 0,25$)
20h	223,93	223,13	222,93	223,09	223,05	223,47	224,21	223,40 ($\pm 0,16$)
21h	224,58	224,52	224,23	224,12	224,70	225,06	224,83	224,58 ($\pm 0,07$)
22h	223,84	224,43	223,88	224,35	223,99	224,93	224,73	224,31 ($\pm 0,10$)
23h	223,76	224,87	223,99	224,38	224,27	225,22	225,18	224,53 ($\pm 0,22$)

Fonte: o autor

Gráfico 09 – Tensão média entre fases V23 por faixa horária.



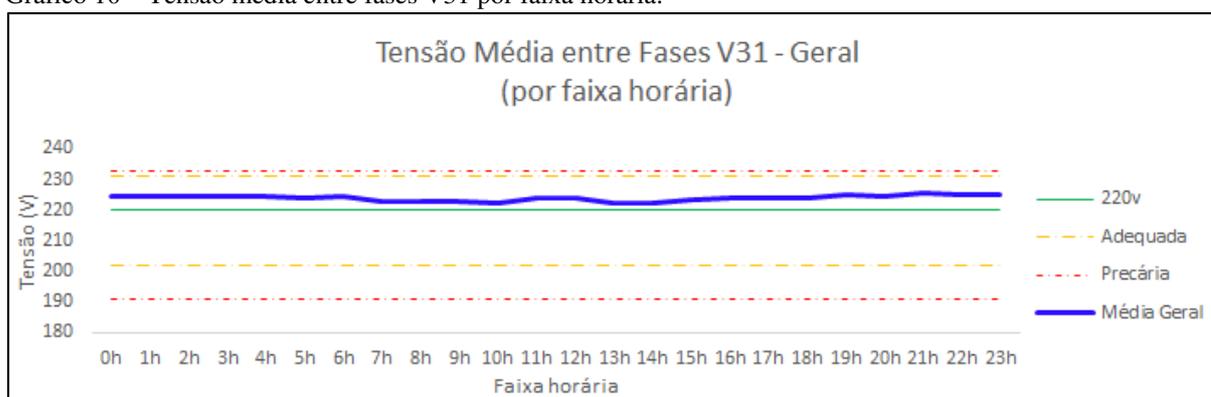
Fonte: o autor

Tabela 12 – Tensão média entre fases V31 por dia da semana e média geral

Hora	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo	Média Geral
0h	225,40	224,34	224,77	224,67	223,97	223,95	225,75	224,69 (±0,23)
1h	223,74	223,98	224,42	224,02	224,83	224,09	225,68	224,40 (±0,18)
2h	224,24	224,06	224,61	223,91	224,76	224,97	225,70	224,61 (±0,19)
3h	224,50	224,41	224,88	225,00	225,02	224,03	225,55	224,77 (±0,07)
4h	224,79	224,73	225,17	224,74	224,65	224,15	225,20	224,78 (±0,03)
5h	224,23	222,33	224,16	224,49	223,27	224,02	225,26	223,97 (±0,71)
6h	224,98	224,33	224,91	224,29	224,81	224,46	225,16	224,71 (±0,09)
7h	222,82	222,29	222,22	222,72	222,51	223,98	223,31	222,83 (±0,16)
8h	222,75	221,53	222,91	221,64	222,68	223,55	223,51	222,65 (±0,47)
9h	222,66	222,03	223,72	223,05	222,77	223,63	223,60	223,06 (±0,35)
10h	220,71	222,36	222,66	222,20	222,82	223,21	223,39	222,48 (±0,67)
11h	223,38	222,70	223,12	223,92	223,58	225,45	224,32	223,78 (±0,37)
12h	224,34	223,03	223,27	222,73	222,40	225,35	225,01	223,73 (±0,77)
13h	221,14	221,88	221,88	221,62	221,65	223,72	224,91	222,40 (±0,66)
14h	221,79	221,29	222,16	221,41	222,42	223,91	225,08	222,58 (±0,77)
15h	223,07	222,42	223,60	223,12	223,62	223,20	224,92	223,42 (±0,26)
16h	223,67	223,52	224,34	223,73	223,60	225,68	224,68	224,17 (±0,25)
17h	223,06	222,85	223,45	223,48	223,70	225,63	224,29	223,78 (±0,32)
18h	224,09	222,83	224,07	223,54	223,24	223,49	225,23	223,78 (±0,29)
19h	225,16	224,49	224,55	225,30	224,47	226,07	226,20	225,18 (±0,28)
20h	224,96	224,36	224,28	224,35	224,47	224,53	225,48	224,63 (±0,08)
21h	225,28	225,48	225,12	224,95	225,46	225,94	225,88	225,45 (±0,08)
22h	224,42	225,08	224,45	224,94	224,52	225,55	225,45	224,92 (±0,13)
23h	224,08	225,32	224,39	224,70	224,61	225,76	225,78	224,95 (±0,28)

Fonte: o autor

Gráfico 10 – Tensão média entre fases V31 por faixa horária.



Fonte: o autor

Em vista dos dados coletados, percebe-se que a tensão em regime permanente não ultrapassou os limites tidos como precários ou críticos segundo a norma, permanecendo na região considerada adequada durante todo o período de análise.

5.3.3 Variações de tensão de curta duração

Durante o período de coleta de dados, foram identificados apenas quatro eventos de variação de tensão de curta duração, ou VTCD, mais precisamente afundamentos de tensão. Estes eventos são elencados na Tabela 13, e cada um dos afundamentos é visualizado graficamente por meio dos Gráficos 11, 12, 13, 14 e 15.

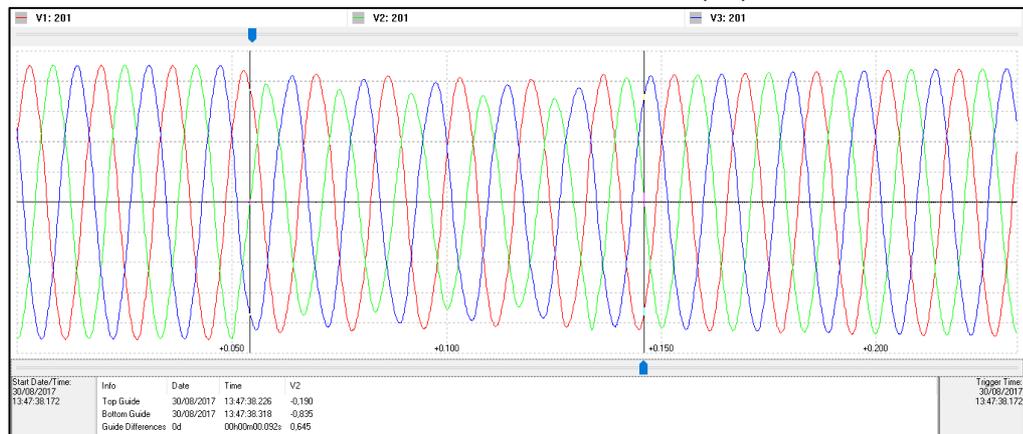
Estes gráficos foram plotados por meio de ferramenta computacional fornecida pelo fabricante do medidor utilizado para coleta de dados.

Tabela 13 – VTCD registradas entre 30/08 e 05/09/2017

Evento	Data - Hora	Duração (ms)	Tensão V1 (pu)	Tensão V2 (pu)	Tensão V3 (pu)
1	30/08/2017 - 13:47:38	107	0,9149024	0,7565505	0,8636812
2	30/08/2017 - 14:13:46	48	0,9240230	0,9456439	0,7917750
3	30/08/2017 - 14:23:43	40	0,9396400	0,7850672	0,9017312
4	01/09/2017 - 19:41:19	283	0,9440834	0,9306675	0,8129135

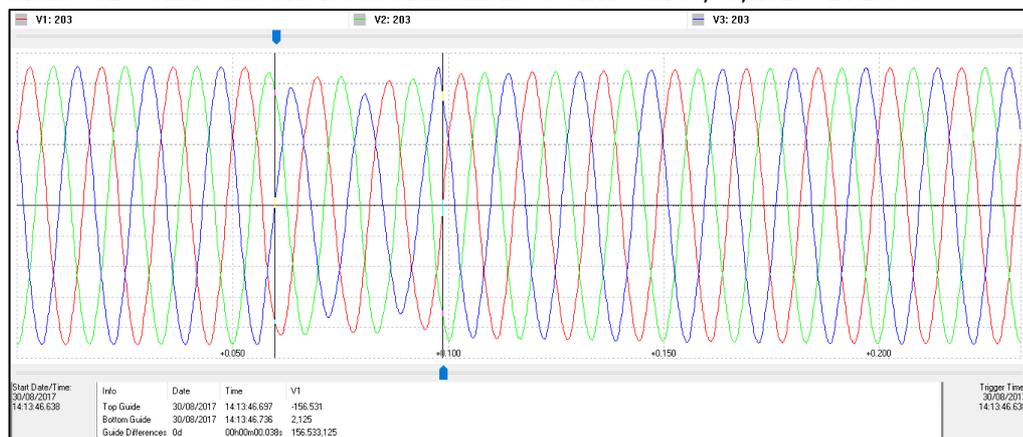
Fonte: o autor

Gráfico 11 – Sinal característico do afundamento ocorrido em 30/08/2017 - 13:47:38.



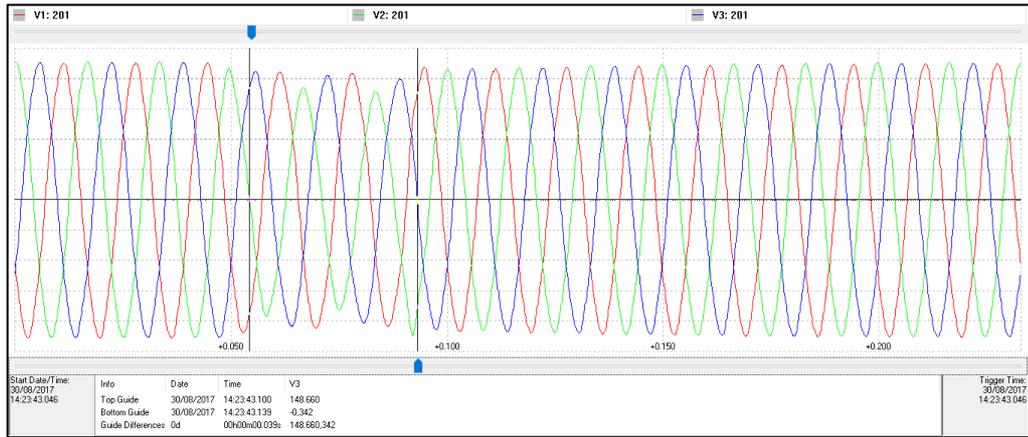
Fonte: o autor

Gráfico 12 – Sinal característico do afundamento ocorrido em 30/08/2017 - 14:13:46.



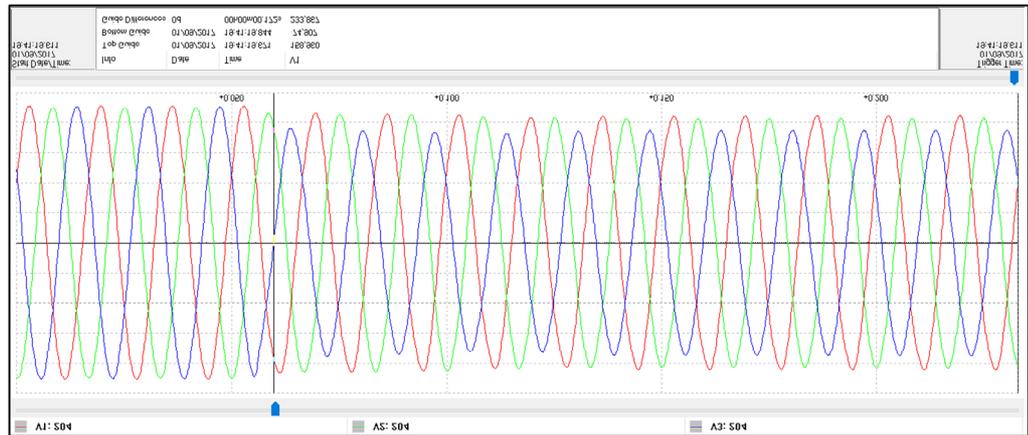
Fonte: o autor

Gráfico 13 – Sinal característico do afundamento ocorrido em 30/08/2017 - 14:23:43.



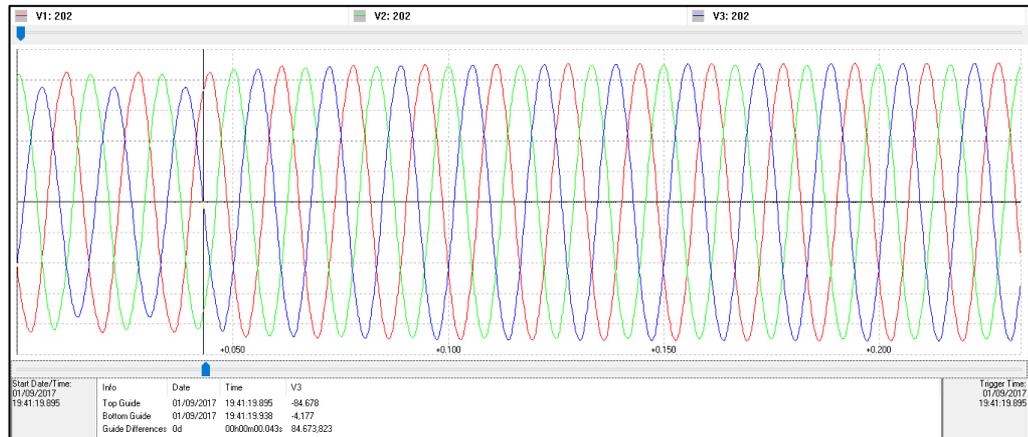
Fonte: o autor

Gráfico 14 – Primeiro trecho do sinal característico do afundamento ocorrido em 01/09/2017 - 19:41:19.



Fonte: o autor

Gráfico 15 – Segundo trecho do sinal característico do afundamento ocorrido em 01/09/2017 - 19:41:19.



Fonte: o autor

Em virtude da pequena incidência de eventos relacionados a VTCD, os mesmos não justificam quaisquer investimentos em ações corretivas, por representarem situações absolutamente pontuais e específicas.

5.3.4 Harmônicos de tensão

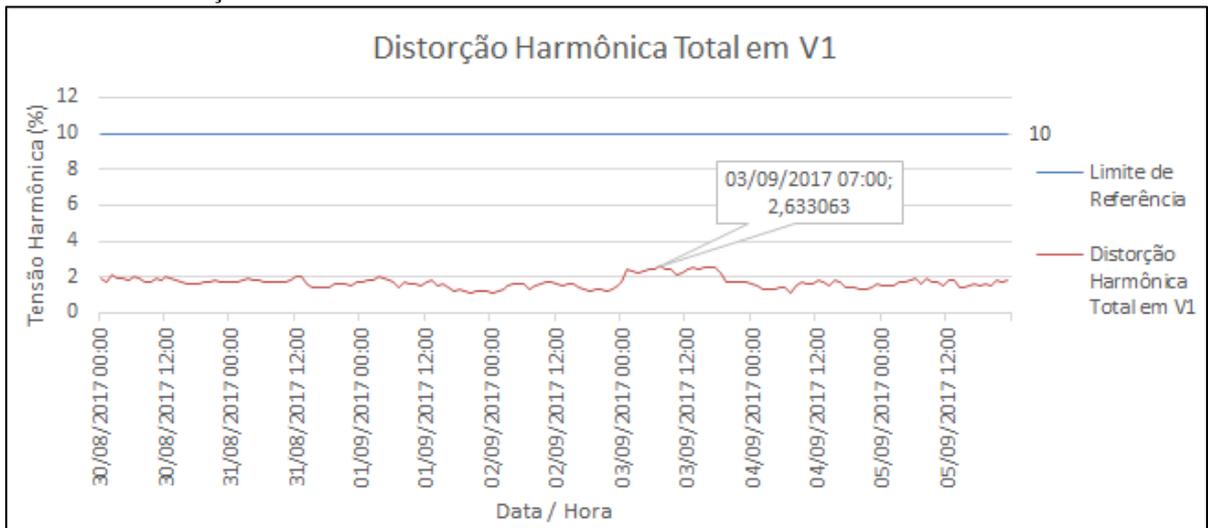
Foram coletados valores percentuais de distorção harmônica total de tensão em cada uma das fases, e comparados com os valores de referência do PRODIST. Os dados coletados são apresentados na Tabela 14 e ilustrados nos gráficos 16, 17 e 18.

Tabela 14 – Distorções médias de tensão registradas entre 30/08 e 05/09/2017 (em valores percentuais)

Hora	Distorção média de tensão em V1 (desvio)	Distorção média de tensão em V2 (desvio)	Distorção média de tensão em V3 (desvio)
0h	1,606 (± 0,089)	1,467 (± 0,098)	1,582 (± 0,096)
1h	1,687 (± 0,133)	1,513 (± 0,100)	1,632 (± 0,096)
2h	1,737 (± 0,141)	1,610 (± 0,137)	1,762 (± 0,131)
3h	1,779 (± 0,118)	1,676 (± 0,121)	1,840 (± 0,108)
4h	1,779 (± 0,112)	1,659 (± 0,107)	1,822 (± 0,091)
5h	1,820 (± 0,104)	1,712 (± 0,096)	1,868 (± 0,083)
6h	1,830 (± 0,116)	1,727 (± 0,104)	1,900 (± 0,093)
7h	1,673 (± 0,171)	1,568 (± 0,154)	1,715 (± 0,136)
8h	1,768 (± 0,108)	1,680 (± 0,083)	1,819 (± 0,067)
9h	1,777 (± 0,096)	1,679 (± 0,066)	1,848 (± 0,043)
10h	1,751 (± 0,066)	1,667 (± 0,047)	1,845 (± 0,039)
11h	1,745 (± 0,086)	1,659 (± 0,059)	1,843 (± 0,042)
12h	1,898 (± 0,103)	1,832 (± 0,072)	1,983 (± 0,062)
13h	1,892 (± 0,119)	1,808 (± 0,096)	1,945 (± 0,082)
14h	1,704 (± 0,124)	1,598 (± 0,089)	1,725 (± 0,079)
15h	1,717 (± 0,135)	1,613 (± 0,098)	1,742 (± 0,094)
16h	1,661 (± 0,137)	1,573 (± 0,098)	1,714 (± 0,097)
17h	1,585 (± 0,158)	1,465 (± 0,120)	1,627 (± 0,123)
18h	1,522 (± 0,114)	1,372 (± 0,093)	1,566 (± 0,079)
19h	1,505 (± 0,072)	1,341 (± 0,069)	1,509 (± 0,065)
20h	1,455 (± 0,080)	1,272 (± 0,079)	1,427 (± 0,069)
21h	1,528 (± 0,097)	1,384 (± 0,102)	1,500 (± 0,088)
22h	1,518 (± 0,069)	1,365 (± 0,066)	1,482 (± 0,054)
23h	1,612 (± 0,070)	1,461 (± 0,077)	1,586 (± 0,073)

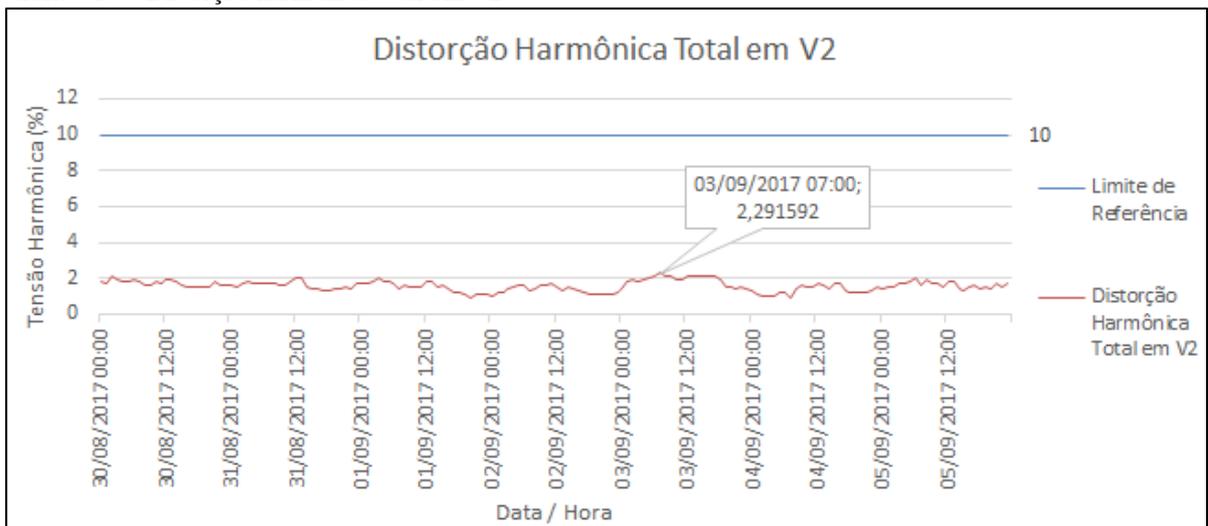
Fonte: o autor

Gráfico 16 – Distorção harmônica total em V1



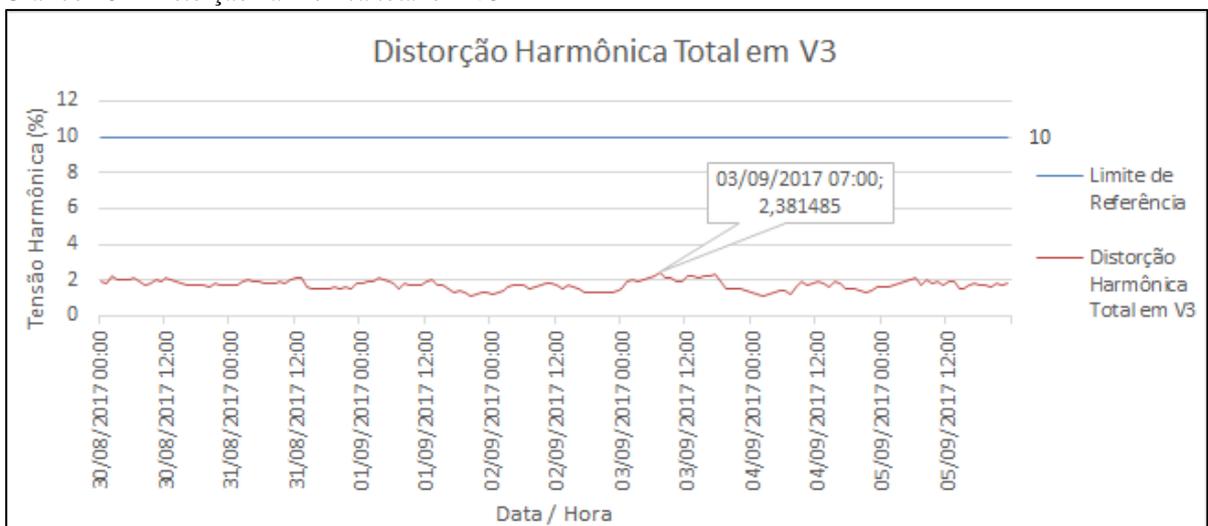
Fonte: o autor

Gráfico 17 – Distorção harmônica total em V2



Fonte: o autor

Gráfico 18 – Distorção harmônica total em V3



Fonte: o autor

Conforme identificado nas leituras e descrito na tabela e gráficos apresentados, nenhum dos valores de harmônicos de tensão medidos no período de análise ultrapassou o limite estabelecido em norma, permanecendo na faixa adequada de distorção.

5.4 Soluções Propostas para os Problemas Identificados

Em síntese, abaixo são descritas as conclusões obtidas através da análise dos dados coletados:

- a) Fator de potência: Incidência de fator de potência indutiva durante praticamente todo o período de atividade da empresa, bem como eventos fora do horário comercial da empresa, de origem desconhecida;
- b) Tensão em regime permanente: Nenhum problema observado;
- c) Variações de tensão de curta duração: Eventos isolados e que não configuram problema de qualidade de energia;
- d) Distorções harmônicas: Nenhum problema observado.

Partindo do único problema identificado, relacionado ao Fator de Potência, a solução mais óbvia consiste na instalação de um banco de capacitores automático. A escolha pelo banco automático se dá pelo fato de que os colaboradores da empresa estudada acionam cargas indutivas ao longo de todo o expediente comercial, baseados unicamente na demanda do equipamento, sem nenhum controle de horários específicos de acionamento. Neste caso, a utilização de um banco de capacitores fixo provocaria uma condição indesejada, no sentido de que este banco permaneceria acionado e introduzindo potência reativa capacitiva permanentemente no sistema, independentemente da existência ou não de cargas indutivas acionadas. Assim, o próprio banco de capacitores poderia se tornar um agente gerador de cobranças de reativos.

Para a implementação desta solução, primeiro é necessário dimensionar o banco de capacitores que será utilizado para esta correção. Assim, a princípio é preciso identificar os valores de potência ativa, reativa e aparente com base nos valores reais de cargas instaladas.

Neste sentido, utilizando os dados coletados, o momento onde existia o maior valor de cargas ativas acionadas no sistema é identificado na Tabela 15.

Tabela 15 – Maior potência ativa no período de análise

Data/Hora	Potência ativa total (kW)	Potência reativa total (kVAr)	Potência aparente total (kVA)	FP indutivo total
01/09/2017 09:30:00000	54,89122	43,490044	70,031631	78,3806

Fonte: o autor

Com estes valores, e utilizando o conceito de Triângulo de Potências, é possível calcular as potências Aparente e Reativa consideradas ideais, e que são necessárias para o prosseguimento do cálculo do banco de capacitores, através da equação (01) apresentada anteriormente, utilizando posteriormente as equações (09) e (10), demonstradas a seguir:

$$\theta = \cos^{-1}(fp) \quad (09)$$

$$Q = S \cdot \text{sen}(\theta) \quad (10)$$

Sendo, para ambas as equações:

θ = Ângulo teórico formado entre os valores modulares de potência Ativa e Aparente;

fp = Fator de potência;

Q = Potência reativa;

S = Potência aparente.

Realizando as operações matemáticas, obtém-se o seguinte:

$$fp_{\text{ideal}} = 0,92$$

$$S_{\text{ideal}} = \frac{P_{\text{real}}}{fp_{\text{ideal}}} = \frac{54891,22}{0,92} = \mathbf{59,66437 \text{ (kVA)}}$$

$$\theta = \cos^{-1}0,92 = 23,07^\circ$$

$$Q_{\text{ideal}} = S_{\text{ideal}} \cdot \text{sen}(\theta) = 59664,37 \times \text{sen}(23,07) = \mathbf{23,37981 \text{ (kVAr)}}$$

Assim, foram obtidos os seguintes valores:

$$P_{\text{real}} = 54,89122 \text{ (kW)}$$

$$Q_{\text{real}} = 43,490044 \text{ (kVAr)}$$

$$Q_{\text{ideal}} = 23,37981 \text{ (kVAr)}$$

$$S_{\text{real}} = 70,031631 \text{ (kVA)}$$

$$S_{\text{ideal}} = 59,66437 \text{ (kVA)}$$

Para corrigir o fator de potência, ainda com base no conceito do Triângulo de Potências, para que seja alterado o valor modular da potência aparente para aquele definido como ideal e, assim, levar o fator de potência até o valor ideal de 0,92, é necessário inserir no sistema uma potência reativa capacitiva tal que a potência reativa resultante seja aproximadamente o valor calculado como potência reativa ideal.

A equação (11) demonstra o cálculo do valor de potência reativa capacitiva necessária para enquadrar o valor atual ao ideal.

$$Q_{\text{capacitivo}} = Q_{\text{real}} - Q_{\text{ideal}} \quad (11)$$

Onde:

$$Q_{\text{capacitivo}} = \text{Potência reativa capacitiva desejada}$$

$$Q_{\text{real}} = \text{Potência reativa real}$$

$$Q_{\text{ideal}} = \text{Potência reativa ideal}$$

Assim, prosseguem os cálculos:

$$Q_{\text{capacitivo}} = 43490,044 - 23379,81 = \mathbf{20,110234 \text{ (kVAr)}}$$

Por fim, com base no valor de potência reativa capacitiva necessária para a correção do fator de potência, cabe calcular o valor da capacitância do banco de capacitores que será utilizado, através da equação (12).

$$C = \frac{Q_{\text{capacitivo}}}{\omega V_{\text{RMS}}^2} \quad (12)$$

Sendo:

C = Capacitância da unidade capacitiva;

$Q_{\text{capacitivo}}$ = Potência reativa capacitiva;

ω = Frequência angular do sinal elétrico (para o Sistema Nacional, o valor fixo é 377);

V_{RMS} = Tensão eficaz da rede.

Aplicando esta equação aos valores obtidos, é calculado como resultado, a seguinte capacitância:

$$C = \frac{20110,234}{377 \times 220^2} = \mathbf{1102,12 \text{ (}\mu\text{F)}}$$

Tanto o valor de potência reativa capacitiva quanto o valor de capacitância calculados são valores diferentes dos valores comerciais disponíveis nos catálogos de empresas fabricantes.

Com base no catálogo da WEG (2016), foi possível comparar os valores obtidos com os comerciais, no sentido de identificar o melhor dispositivo capaz de atender à demanda de correção necessária, conforme Figuras 15 e 16.

Figura 15 – Catálogo de unidades capacitivas monofásicas comerciais

Tensão (V)	Potência reativa (kvar)	Série ⁹⁾	Referência	Capacitância (uF)
220	0,83	B	UCW0,83V25 L6	45,5
	1,67	B	UCW1,67V25 L6	91,6
	2,50	B	UCW2,5V25 L10	137,1
	3,33	B	UCW3,33V25 L10	182,6
	5,00	C	UCW5V25 N14	274,2
	6,67	C	UCW6,67V25 N14	365,7

Fonte: adaptado de WEG (2016)

Figura 16 – Catálogo de bancos de capacitores trifásicos comerciais

Tensão (V)	Potência reativa (kvar)	Referência	Composição capacitores Quant. x UCW (Ligação Δ)
220	10,0	BCW10V25	3 x UCW2,5 V 25 L10 + 3 x UCW0,83 V 25 L6
	12,5	BCW12,5V25	3 x UCW3,33 V 25 L10 + 3 x UCW0,83 V 25 L6
	15,0	BCW15V25	3 x UCW3,33 V 25 L10 + 3 x UCW1,67 V 25 L6
	17,5	BCW 17,5V25	3 x UCW3,33 V 25 L10 + 3 x UCW2,5 V 25 L10
	20,0	BCW20V25	6 x UCW3,33 V 25 L10
	22,5	BCW 22,5V25	6 x UCW3,33 V 25 L10 + 3 x UCW0,83 V 25 L6
	25,0	BCW25V25	6 x UCW3,33 V 25 L10 + 3 x UCW1,67 V 25 L6
	27,5	BCW27,5V25	6 x UCW3,33 V 25 L10 + 3 x UCW2,5 V 25 L10
	30,0	BCW30V25	9 x UCW3,33 V 25 L10
	35,0	BCW35V25	9 x UCW3,33 V 25 L10 + 3 x UCW1,67 V 25 L6
	37,5	BCW 37,5V25	9 x UCW3,33 V 25 L10 + 3 x UCW2,5 V 25 L10
	40,0	BCW 40V25	12 x UCW3,33 V 25 L10
	45,0	BCW 45V25	12 x UCW3,33 V 25 L10 + 3 x UCW1,67 V 25 L6
	50,0	BCW 50V25	15 x UCW3,33 V 25 L10

Fonte: adaptado de WEG (2016)

O banco de capacitores escolhido para solucionar o problema da empresa é o de código de referência BCW 22,5V25, composto por 6 unidades capacitivas de código UCW3,33V25 L10 e 3 unidades capacitivas UCW0,83V25 L6.

Este banco de capacitores foi escolhido por ser aquele capaz de atender aos valores dimensionados, sendo imediatamente superior a estes valores. Comparando os valores tanto da potência reativa do banco de capacitores, quanto das capacitâncias somadas de cada unidade capacitiva, obtém-se seguinte relação, apresentada na Tabela 16.

Tabela 16 – Comparação entre valores dimensionados e comerciais de Banco de Capacitor

	Valores Dimensionados	Valores Comerciais
Potência Reativa Capacitiva (kVAr)	20,110234	22,5
Capacitância (μ F)	1102,12	1230,3

Fonte: o autor

O acionamento de cada célula capacitiva deste banco de capacitores deverá ser realizado automaticamente, uma vez que existe variação aleatória de fatores de potência ao longo do dia, na planta onde foi realizado o estudo.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Desde o início da implementação e utilização de energia elétrica nas sociedades, há a busca pela melhor qualidade tanto no serviço prestado pelas concessionárias, quanto no produto em si, que precisa ser cada vez mais padronizado, em virtude da sensibilidade e vulnerabilidade cada vez maior de novas cargas e novas tecnologias que dependem da alimentação elétrica para o funcionamento.

Este trabalho alcançou o objetivo inicialmente proposto, uma vez que foi possível fundamentar o estudo de caso em todos os referenciais teóricos apresentados, e cuja execução norteada por procedimentos sugeridos pelos autores citados em referência bibliográfica, bem como normatizados pelas normas pertinentes, se fez oportuna e capaz de evidenciar problema relacionado a qualidade de energia e eficiência energética.

Dessa forma, fica claro o papel do engenheiro eletricista como consultor em qualidade de energia e eficiência energética, consolidando cada vez mais a profissão como solucionadora de problemas em tecnologia, bem como assegurando sua capacidade de contribuir para o desenvolvimento das sociedades e da população como um todo.

Como resultado dos estudos, foram apresentados à empresa analisada todos os detalhes acerca dos dados coletados, das informações produzidas, das conclusões alcançadas mediante análise dos indicadores, e sugestão de implementação de dispositivo para solucionar problemas relacionados a eficiência energética e qualidade de energia. Ainda, foi deixado claro que a solução é adequada para o cenário verificado e que, no caso de expansão de cargas instaladas na planta estudada, se faz necessário um novo estudo que contemple as novas condições.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**. Revisão 8 de 01/01/2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_7.pdf>. Acesso em: 10 de outubro de 2017
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 11 de outubro de 2017
- CALDAS, Geraldo P. **Concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica face à Constituição Federal de 1988 e o Interesse Público**. 2ª ed. Curitiba: Juruá. 2006. 276 p.
- DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. 2. ed. New York: McGrawHill. 2002. 521 p.
- GOMES, João P. P.; VIEIRA, Marcelo M. F. **O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002**. Revista de Administração Pública. Rio de Janeiro: FGV. 2008. p. 295 – 321.
- MARTINHO, Edson. **Distúrbios da energia elétrica**. 2ª ed. São Paulo: Editora Érica, 2009. 140 p.
- PIRES, Igor A. **Efeitos de harmônicos no sistema de distribuição e limites segundo as principais normas nacionais e internacionais**. Revista O Setor Elétrico, edições 49, 50 e 51. Atitude Editorial Publicações Técnica Ltda. 2010. p. 36 – 41.
- SADIKU, Matthew N. O. **Fundamentos de Circuitos Elétricos**. Tradução: José Lucimar do Nascimento. 5ª ed. Porto Alegre: Bookman, 2012. 874 p.
- TRIOLA, Mario F. **Introdução à Estatística**. Tradução: Vera Regina Lima de Farias e Flores. 10ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2008. 696 p.
- VELLOSO, Fernando de Castro. **Informática: conceitos básicos**. 8ª ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2011.
- WEG. **Capacitores para correção do fator de potência**, 2016. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-capacitores-para-correcao-do-fator-de-potencia-50009818-catalogo-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 06 de outubro de 2017.