

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DA GRANDE DOURADOS
FACULDADE DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

LUCAS SOARES DE OLIVEIRA

AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS INDUSTRIAIS:
ESTUDO DE CASO EM UMA FÁBRICA DE EMBALAGENS FLEXÍVEIS

Dourados - MS

2025

LUCAS SOARES DE OLIVEIRA

AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS INDUSTRIAIS:
ESTUDO DE CASO EM UMA FÁBRICA DE EMBALAGENS FLEXÍVEIS

Projeto Final de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia da Universidade Federal da Grande Dourados, na área de concentração 3.04.04.06-1, Instalações Elétricas Prediais e Industriais, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Aureo Cezar de Lima

Dourados - MS

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP).

O48a Oliveira, Lucas Soares De

Avaliação da Qualidade de Energia em sistemas industriais: Estudo de caso em uma fábrica de embalagens flexíveis [recurso eletrônico] / Lucas Soares De Oliveira. -- 2025.

Arquivo em formato pdf.

Orientador: Dr. Aureo Cezar de Lima.

TCC (Graduação em Engenharia de Energia)-Universidade Federal da Grande Dourados, 2025.

Disponível no Repositório Institucional da UFGD em:

<https://portal.ufgd.edu.br/setor/biblioteca/repositorio>

1. Qualidade da Energia Elétrica. 2. Distúrbios Elétricos. 3. Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS). I. Lima, Dr. Aureo Cezar De. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

©Direitos reservados. Permitido a reprodução parcial desde que citada a fonte.

LUCAS SOARES DE OLIVEIRA

AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS INDUSTRIAIS:
ESTUDO DE CASO EM UMA FÁBRICA DE EMBALAGENS FLEXÍVEIS

Projeto de Final de Curso aprovado como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal da Grande Dourados, na área de concentração 3.04.04.06-1, Instalações Elétricas Prediais e Industriais, pela comissão formada por:

Orientador: Prof. Dr. Aureo Cezar Lima
FAEN – UFGD

Prof. Dr. Etienne Biasotto
FAEN – UFGD

Prof. Dr. Gerson Bessa Gibelli
FAEN – UFGD

DOURADOS - MS
08 DE JULHO DE 2025

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Devair Joaquim de Oliveira e Lilissane Soares Mazurkevits de Oliveira pela motivação, carinho, compreensão e pelos anos de dedicação que foram fundamentais para que eu me tornasse quem sou hoje.

Aos meus amigos Elláyne Felix da Silva Taboza, Gabriel Lima de Moura, Hudson Zollett Ortiz e Maria Fernanda Franschinelli Fuchs, que percorreram essa jornada ao meu lado, sou grato pelas risadas, discussões construtivas e pelo apoio nos momentos bons e nas adversidades.

Aos meus supervisores de estágio, Delvani Gonçalves de Oliveira e Eng. Yussef Breternitz Harfouche, pela experiência transmitida, pelos ensinamentos práticos e pelas orientações que foram essenciais para moldar minha visão profissional e definir os caminhos que desejo seguir como engenheiro.

Aos amigos e colegas do Grupo de Estudos em Projetos Produtivos (GEPP), em especial ao professor Dr. Carlos Eduardo Soares Camparotti, por proporcionar uma nova perspectiva de análise e pensamento crítico, aplicável tanto na resolução de problemas do mercado de trabalho quanto na vida cotidiana.

Aos professores do curso de Engenharia de Energia, pelos ensinamentos que, embora breves diante da vastidão do conhecimento na área, constituem o alicerce essencial para o exercício profissional. Agradeço pelas histórias, pelos conhecimentos e pela experiência de vida compartilhada, sendo profissionais que formam não apenas engenheiros, mas pessoas de caráter, senso crítico e responsabilidade técnica e social.

Em especial, agradeço ao professor Dr. Aureo Cezar de Lima, pela paciência, disponibilidade, orientação e dedicação ao presente trabalho, o qual, sem seu apoio, não teria sido possível concretizar.

RESUMO

O aumento das cargas não lineares nas indústrias, assim como, os distúrbios no fornecimento e na distribuição interna da energia elétrica, tem gerado aumento do custo de produção devido a perdas nos processos e cobranças adicionais pelas concessionárias de energia. Assim, nesse trabalho foi analisada a qualidade da energia elétrica em uma indústria de embalagens flexíveis, verificado os impactos provocados pelos distúrbios e suas soluções. A metodologia seguiu os critérios normativos do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), com base em medições e dados operacionais da planta. Os resultados indicaram níveis de flutuação de tensão 28% acima do limite normativo e fator de potência fora do padrão em horários de baixa carga, com custo anual de R\$ 5.673,15. Verificou-se, ainda, a geração de 4 toneladas de aparas por ano associadas a distúrbios, ou, ainda, 8% da fatura anual de energia. Propôs-se, por fim, a automatização do banco de capacitores e a implantação de um Sistema de Armazenamento de Energia (BESS) para 15 minutos de autonomia, com a obtenção de um *payback* de 18 meses e 3 anos, respectivamente.

Palavras-chave: Qualidade da Energia Elétrica, Distúrbios Elétricos, Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS).

ABSTRACT

The increase in nonlinear loads in industries, as well as disturbances in the supply and internal distribution of electricity, has generated an increase in production costs due to losses in processes and additional charges by energy concessionaires. Thus, in this work, the quality of electricity in a flexible packaging industry was analyzed, verifying the impacts caused by the disturbances and their solutions. The methodology followed the normative criteria of Module 8 of the Distribution Procedures (PRODIST), based on measurements and operational data of the plant. The results indicated voltage fluctuation levels 28% above the normative limit and non-standard power factor at low load times, with an annual cost of R\$ 5,673.15. It was also verified that the generation of 4 tons of shavings per year was associated with disturbances, accounting for 8% of the annual energy bill. Finally, it was proposed to automate the capacitor bank and implement an Energy Storage System (BESS) for 15 minutes of autonomy, with a payback of 18 months and 3 years, respectively.

Keywords: Electrical power quality, electrical disturbances, Battery Energy Storage Systems (BESS).

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 — Representação fasorial de tensões em sistema trifásico balanceado com amplitudes iguais e defasagem de 120°	23
Figura 2 — Exemplo de flutuação de tensão na forma de onda da tensão.....	24
Figura 3 — Exemplo de forma de onda da tensão com presença de transitório.	26
Figura 4 — Sinal resultante da superposição das harmônicas de ordem ímpares (h).	27
Figura 5 — Representação do triângulo das potências elétricas.	28
Figura 6 — Diagrama unifilar do sistema de proteção e seccionamento geral da indústria em estudo.....	42
Figura 7 — Armários elétricos dos disjuntores de paralelismo dos transformadores, QGBT e CCM do setor de extrusão.....	44
Figura 8 — Quadro de transferência automática (QTA) da indústria em estudo.....	45
Figura 9 — Motogeradores de redundância da indústria em estudo.....	45
Figura 10 — Painel de paralelismo e controle do sistema de motogeradores de redundância....	46
Figura 11 — Analisador de qualidade de energia Embrasul RE7000 com garras de tensão e sensores de corrente.....	48
Figura 12 — Configuração de ligação trifásica estrela 5 fios (5f-4e-es-ge) para o analisador Embrasul RE7000.....	49
Figura 13 — Configuração de ligação trifásica estrela 4 fios (4f-3e-es-ge) para o analisador Embrasul RE7000.....	49
Figura 14 — Página inicial do software utilizado para análise dos parâmetros de qualidade de energia, ANL7000, da empresa Embrasul.....	50
Figura 15 — Instalação do analisador de qualidade no secundário do transformador 02 para coleta do dia 13 a 31 de maio de 2025.....	52
Figura 16 — Potência ativa no secundário do transformador 02 no período de 13 a 21 de maio de 2025.....	53
Figura 17 — Consumo de energia ativa no mês de maio de 2025 na indústria em estudo.....	54
Figura 18 — Distribuição de tensão medido no secundário do transformador 02 no período de 13 a 20 de maio de 2025.....	57
Figura 19 — Distribuição de desequilíbrio de tensão medido secundário do transformador 02 no período de 13 a 20 de maio de 2025.....	58
Figura 20 — Potência ativa trifásica (kW) vs. fator de potência medidos no secundário do	

transformador 02 no período de 13 a 20 de maio de 2025.....	62
Figura 21 — Banco de capacitores fixo instalado na indústria em estudo.....	63
Figura 22 — Distorção harmônica total de tensão (DTT) medido no secundário do transformador 02 no período de 13 a 20 de maio de 2025.....	64
Figura 23 — Decomposição espectral da 2° a 21° harmônica na fase B medidas no secundário do transformador 02 no período de 13 a 21 de maio de 2025.....	64
Figura 24 — Eventos de energia registrados pela portaria da empresa de janeiro de 2020 a maio de 2025.....	71
Figura 25 – Sistema de monitoramento desenvolvido para identificação automática de eventos de energia.....	73
Figura 26 — Representação da topologia e ponto de inserção do sistema BESS no fluxo de potência da planta industrial.....	75

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 — Classificação dos Níveis de Tensão em Regime Permanente para Redes com Tensão Nominal Igual ou Inferior a 2,3 kV, conforme Módulo 8 do PRODIST.....	32
Quadro 2 — Classificação das variações de tensão de curta duração por magnitude e duração, conforme Módulo 8 do PRODIST.	34
Quadro 3 — Estratificação das VTCD's com base nos níveis de sensibilidade das cargas....	35
Quadro 4 — Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base de acordo com a tensão nominal (Vn).....	36
Quadro 5 — Circuitos alimentados pelo Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) da indústria.	43
Quadro 6 — Local e período de coleta de dados de qualidade de energia com o analisado RE7000.....	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 — Limites de distorção harmônica total de tensão em % da tensão fundamental.....	33
Tabela 2 — Potência ativa máxima (kW) registradas nos pontos analisados no período de 24 de fevereiro a 27 de maio de 2025.....	54
Tabela 3 — Tensões máximas, mínimas e média medidas nos pontos de estudo no período de 24 de fevereiro a 27 de maio de 2025.....	56
Tabela 4 — Dez maiores valores de desequilíbrio de tensão calculados no secundário do transformador 02 no período de 13 a 20 de maio de 2025.....	58
Tabela 5 — Três registros mais críticos de fator de potência encontrados durante a coleta de dados na indústria em estudo no período de 24 de fevereiro a 27 de maio de 2025.....	61
Tabela 6 — Comparação entre os limites normativos e os indicadores de distorção harmônica calculados por fase no secundário do transformador 02, período analisado de 13 a 20 de maio de 2025.....	65
Tabela 7 — Indicadores de qualidade de energia elétrica medidos no período de 24 de fevereiro a 27 de maio de 2025 e respectivos limites normativos segundo o Módulo 8 do PRODIST.....	66
Tabela 8 — Custos na fatura de energia da indústria com reativo excedente entre janeiro a dezembro de 2024.....	68
Tabela 9 — Lançamento de aparas por motivo de falha de energia da concessionária de janeiro de 2020 a maio de 2025.....	72
Tabela 10 — Demandas registradas nas faturas mensais da concessionária entre janeiro e dezembro de 2024.....	76
Tabela 11 — Cenários comparativos de viabilidade econômica para implantação de sistema BESS.....	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSAE	Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia
AIE	Agência Internacional de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANL7000	Software de Análise de Dados do Equipamento RE7000 (Embrasul)
BESS	Battery Energy Storage Systems
BOPP	Polipropileno Biorientado
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento Elétrico
CPG	Centro de Pesquisas em Geração
DRP	Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária
DRC	Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica
DTT%	Distorção Harmônica Total de Tensão
DITh	Distorção Individual de Tensão de Ordem h
DTT95%	Percentil 95% da Distorção Harmônica Total de Tensão
DTTp,95%	Percentil 95% da Distorção Harmônica Total de Componentes Pares
DTTi,95%	Percentil 95% da Distorção Harmônica Total de Componentes Ímpares
DTT3,95%	Percentil 95% da Distorção Harmônica Total de Componentes Múltiplos de 3
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
FD	Fator de Desequilíbrio de Tensão
FI	Fator de Impacto
FP	Fator de Potência
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
LiFePO ₄	Fosfato de Ferro-Lítio (tecnologia de bateria)
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PET	Polietileno Tereftalato
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PST	<i>Short-Term Flicker Severity</i> (Severidade de Flicker de Curto Prazo)

PLT	<i>Long-Term Flicker Severity</i> (Severidade de Flicker de Longo Prazo)
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TP	Transformador de Potencial
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i> (Fonte de Alimentação Ininterrupta)
VPL	Valor Presente Líquido
VTCD	Varição de Tensão de Curta Duração

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
2	REVISÃO DA LITERATURA	19
2.1	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	19
2.2	PRINCIPAIS INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA	21
2.2.1	Tensão em regime permanente	22
2.2.1.1	Desequilíbrio de tensão.....	23
2.2.1.2	Flutuação de tensão.....	24
2.2.1.3	Variação de tensão de curta duração (VTCD).....	25
2.2.2	Transitórios de tensão	25
2.2.3	Distorções harmônicas	27
2.2.4	Fator de potência	28
2.3	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS.....	29
3	ESTRATÉGIAS PARA ANÁLISE E DIAGNÓSTICO DA QUALIDADE DE ENERGIA	31
3.1	INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA	31
3.1.1	Tensão em regime permanente	32
3.1.2	Desequilíbrio de tensão	33
3.1.3	Flutuação de tensão	33
3.1.4	Variação de tensão de curta duração (VTCD)	34
3.1.5	Distorções harmônicas	35
3.1.6	Fator de potência	38
3.2	DIMENSIONAMENTO DE UM BANCO DE BATERIAS	38
3.3	ANÁLISE DE VIABILIDADE DE INVESTIMENTO.....	39
4	ESTUDO DE CASO: AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS DE QUALIDADE DA ENERGIA EM UMA INDÚSTRIA DE EMBALAGENS FLEXÍVEIS	40
4.1	INDÚSTRIA EM ESTUDO	40
4.1.1	Características elétrica da indústria	41
4.1.2	Definição dos pontos de análise	46
4.1.3	Equipamentos utilizados	47
4.1.4	Coleta de dados	50
4.1.5	Comportamento da carga na indústria	52

4.2	ANÁLISE DOS PRINCIPAIS INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA	55
4.2.1	Tensão em regime permanente	55
4.2.2	Desequilíbrio de tensão	57
4.2.3	Flutuação de tensão	58
4.2.4	Varição de tensão de curta duração (VTCD)	59
4.2.5	Fator de potência	60
4.2.6	Distorções harmônicas	63
5	ANÁLISE DOS IMPACTOS DA QUALIDADE DE ENERGIA E SOLUÇÕES	66
5.1	POSSÍVEIS CAUSAS E TECNOLOGIAS PARA MITIGAÇÃO DE FLUTUAÇÃO DE TENSÃO	67
5.2	GESTÃO DA ENERGIA REATIVA: IMPACTOS ECONÔMICOS E ALTERNATIVAS TÉCNICAS	68
5.3	CORRELAÇÃO ENTRE EVENTOS DE QUALIDADE DE ENERGIA E PERDAS POR APARAS	70
5.3.1	Sistema de Monitoramento para Registro Automatizado de VTCDs e Interrupções de Energia	73
5.3.2	Aplicação de um sistema BESS para controle de distúrbios de qualidade de energia	74
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	78
	REFERÊNCIAS	80
	ANEXO A — Certificado de calibração do equipamento Embrasul, modelo RE7000	84
	APÊNDICE A — Script em Python para cálculo dos indicadores de distorção harmônica (DTTi95%, DTTp95%, DTT395% e DHT95%) utilizado no Visual Studio Code	85
	APÊNDICE B — Prompt utilizado para correção textual com inteligência artificial nas plataformas ChatGPT e TESS IA	87

1 INTRODUÇÃO

A qualidade da energia elétrica pode ser conceituada, conforme definição de Sankaran (2002), como o conjunto de parâmetros elétricos e respectivos limites operacionais aos quais um sistema de distribuição deve atender para assegurar o desempenho adequado dos equipamentos alimentados, preservando suas características de projeto, eficiência operacional e vida útil.

Embora, no presente estudo, o enfoque recaia sobre a análise dos principais parâmetros de qualidade de energia em ambiente industrial, o tema possui ampla aplicação em múltiplos segmentos da sociedade. A crescente complexidade dos sistemas elétricos modernos, impulsionada pela elevação constante da demanda energética, pela maior sensibilidade dos equipamentos eletrônicos e pela expansão da mini e microgeração distribuída, tem ampliado substancialmente o escopo e a importância das pesquisas na área (Oliveira, 2020).

No âmbito do consumidor residencial, a qualidade da energia elétrica está predominantemente vinculada à continuidade do suprimento. Dados apresentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em seu Relatório Anual de Confiabilidade do Serviço de Energia Elétrica referente ao ano de 2024, indicam que, em média, o consumidor residencial permaneceu 10,24 horas ao ano sem fornecimento de energia elétrica, representando uma melhoria de 1,7% em comparação com o ano de 2023. Adicionalmente, a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC) reduziu-se de 5,15 interrupções em 2023 para 4,89 em 2024, o que corresponde a uma redução aproximada de 5% (Aneel, 2025).

Em sistemas comerciais, os desafios relacionados à qualidade da energia elétrica assumem características diferenciadas, na medida em que falhas mesmo momentâneas em equipamentos críticos podem gerar significativas perdas financeiras. A título ilustrativo, destaca-se o incidente ocorrido em 27 de maio de 2017, no aeroporto de Gatwick, Londres, em que uma oscilação momentânea de tensão ocasionou a reinicialização descontrolada de um data center da British Airways. Como consequência, houve o cancelamento de aproximadamente 800 voos, com prejuízo estimado em US\$ 100 milhões (Abb, 2019).

No setor industrial, foco central deste estudo, os desafios são ainda mais complexos e impactantes. Nesse ambiente, no qual a precisão, a velocidade e a estabilidade dos processos produtivos estão diretamente associadas à rentabilidade operacional, observa-se a adoção disseminada de cargas não lineares para o acionamento e controle de máquinas industriais.

Cargas não lineares, tais como os inversores de frequência utilizados no controle de motores de indução trifásicos, introduzem distorções nas formas de onda de tensão e corrente do sistema elétrico, gerando componentes de sobretensão e sobrecorrente. A presença não mitigada dessas distorções pode ocasionar, de forma indireta, o aumento das perdas elétricas, a elevação da temperatura dos condutores, a redução da capacidade de condução de corrente e a diminuição do torque útil dos motores e falhas na operação dos dispositivos de proteção.

Além disso, sob impacto direto, os distúrbios elétricos podem resultar em acréscimos significativos nas faturas de energia em função de penalidades aplicadas pelas concessionárias relacionadas ao fator de potência. Adicionalmente, o excesso de distorção harmônica, embora não sujeito a multas, pode comprometer o desempenho de transformadores, condutores e dispositivos de proteção, bem como aumentar a incidência de falhas súbitas e desgaste prematuro de equipamentos sensíveis, ocasionando interrupções não programadas na produção.

Adicionalmente, considerando que a energia elétrica constitui um fenômeno não observável visualmente sob regime normal de operação, torna-se imprescindível a adoção de metodologias sistemáticas de avaliação dos parâmetros de qualidade de energia em instalações industriais. Este monitoramento permite a identificação precoce de anomalias, subsidiando ações de planejamento, manutenção preditiva e preventiva, com foco nos pontos críticos da infraestrutura elétrica.

Diante desse contexto, o presente estudo fundamenta-se no seguinte problema de pesquisa: Qual é a situação atual dos principais parâmetros de qualidade de energia na unidade industrial em análise? Assim, o objetivo geral consiste em realizar o levantamento e a análise dos impactos técnicos e econômicos associados a esses parâmetros no sistema elétrico da unidade, propondo, quando necessário, medidas corretivas visando à mitigação dos distúrbios identificados.

Para viabilizar o atendimento a tal objetivo, estabelecem-se os seguintes objetivos específicos:

- a. Conceituar o sistema elétrico brasileiro e seus principais marcos normativos;
- b. Apresentar e descrever os principais parâmetros de qualidade da energia elétrica;
- c. Avaliar os impactos técnicos e econômicos decorrentes dos desvios desses parâmetros no sistema elétrico da indústria analisada;
- d. Identificar e propor soluções técnicas viáveis para a correção dos parâmetros que comprometem a qualidade da energia.

A estrutura deste trabalho está organizada em seis capítulos. O Capítulo 1 apresenta a introdução e a delimitação do objeto de estudo. O Capítulo 2 expõe o referencial teórico,

fundamentado em literatura técnica especializada, artigos científicos, dissertações e normas aplicáveis, com o objetivo de fornecer o embasamento conceitual necessário para a análise dos dados. No Capítulo 3, descreve-se a metodologia adotada para a coleta, o processamento e a análise das informações. O Capítulo 4 contempla a análise dos dados de qualidade da energia elétrica em uma indústria de embalagens flexíveis. O Capítulo 5 trata dos parâmetros que apresentaram não conformidades, discutindo suas possíveis causas, impactos operacionais e financeiros, além de propor soluções técnicas, incluindo a avaliação da viabilidade de investimentos como a automatização do banco de capacitores e a implantação de um Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS). Por fim, o Capítulo 6 reúne as considerações finais e as recomendações decorrentes deste estudo.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo apresenta o referencial teórico necessário para fundamentar a análise dos principais parâmetros associados à qualidade da energia elétrica, que constituem o foco central deste estudo. Serão discutidos conceitos técnicos e normativos relacionados aos indicadores que impactam diretamente a estabilidade operacional e a confiabilidade dos sistemas elétricos, incluindo tensão, desequilíbrio de tensão, distorções harmônicas, flutuação de tensão, variações de curta duração, transitórios e fator de potência.

Adicionalmente, serão abordadas tecnologias de suporte, como bancos de capacitores e sistemas de armazenamento de energia elétrica em baterias, cuja aplicação vem ganhando relevância em ambientes industriais em função da crescente complexidade das instalações e da sensibilidade dos processos produtivos às variações de qualidade da energia. Para contextualizar o funcionamento dos sistemas analisados, o Capítulo inicia-se com um panorama do sistema elétrico brasileiro, destacando sua estrutura, operação integrada e principais desafios associados à qualidade da energia.

2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro configura-se como uma das maiores e mais complexas infraestruturas energéticas em escala global, desempenhando papel estratégico na interligação das diversas fontes de geração às unidades consumidoras dos segmentos residencial, comercial e industrial. Além de garantir o suprimento contínuo de energia elétrica à população, essa estrutura constitui um pilar fundamental para a sustentação da atividade econômica nacional, altamente dependente da segurança e da disponibilidade energética. Dada sua relevância no escopo desta pesquisa, torna-se imprescindível compreender a estrutura, o funcionamento e os desafios operacionais do sistema elétrico brasileiro, a fim de identificar os fatores que exercem influência direta sobre os parâmetros de qualidade de energia no ambiente produtivo (Fernández-Guillamon *et al.*, 2020).

O arranjo estrutural do setor elétrico brasileiro é classicamente segmentado em três etapas fundamentais: geração, transmissão e distribuição. A geração, historicamente concentrada na matriz hidrelétrica, representa parcela majoritária da capacidade instalada nacional. Entretanto, nas últimas décadas, observa-se uma expansão progressiva das fontes intermitentes, notadamente eólica e solar, impulsionada por políticas públicas de incentivo à diversificação da matriz e pela busca por maior sustentabilidade ambiental. A energia gerada é,

então, transportada por extensas redes de transmissão de alta tensão, frequentemente interestaduais, até subestações rebaixadoras e, posteriormente, distribuída às cargas finais. A operação integrada dos diversos subsistemas regionais ocorre sob a coordenação do Sistema Interligado Nacional (SIN), que busca, em tempo real, o equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda. Essa arquitetura confere elevada flexibilidade operacional, mas, simultaneamente, eleva o grau de complexidade na regulação dos parâmetros elétricos e na manutenção da estabilidade sistêmica, sobretudo em situações de contingência ou variações abruptas de carga (Oliveira, 2020).

A evolução da demanda energética no Brasil historicamente acompanha o crescimento demográfico e o avanço econômico-industrial. A partir da década de 1950, com o avanço do processo de industrialização, registrou-se uma elevação expressiva do consumo energético, em especial no setor industrial. Tal crescimento impulsionou, ao longo das décadas subsequentes, significativas ampliações na capacidade de geração e na extensão das redes de transmissão. A partir dos anos 2000, a diversificação da matriz energética assumiu posição estratégica, impulsionada tanto por políticas públicas orientadas à expansão das fontes renováveis quanto por fatores associados a limitações hídricas regionais e à necessidade de maior segurança energética (Guzman *et al.*, 2019).

Em 1996, com a implementação do Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), foram introduzidas mudanças institucionais com foco na modernização e na eficiência do sistema. Destacam-se a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1997, a instituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e do Mercado Atacadista de Energia (MAE) em 1998, e a adoção de um novo modelo de planejamento setorial em 1999, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pelo Comitê Coordenador do Planejamento Elétrico (CCPE) (Oliveira, 2020).

Atualmente, os principais desafios enfrentados pelo sistema elétrico brasileiro incluem a elevada dependência da geração hidrelétrica, que o torna suscetível a períodos de escassez hídrica, e a necessidade de modernização e expansão das infraestruturas de transmissão e distribuição, de forma a acomodar o aumento progressivo da carga e a inserção crescente de fontes renováveis intermitentes (Oliveira, 2020). De acordo com Namor *et al.* (2018), avanços tecnológicos como o armazenamento eletroquímico em baterias podem atuar como elementos compensatórios relevantes na mitigação desses desafios operacionais. Complementarmente, Guzman *et al.* (2019) enfatizam a importância da aplicação de modelos matemáticos e simulações computacionais avançadas na otimização da operação em tempo real, promovendo maior estabilidade e eficiência no despacho dos recursos energéticos.

Nesse contexto, a compreensão aprofundada da arquitetura e da lógica operacional do sistema elétrico brasileiro reveste-se de importância central para a análise dos níveis de qualidade da energia elétrica efetivamente entregue aos consumidores finais. As características estruturais do sistema, associadas aos desafios de natureza operacional, impactam diretamente parâmetros técnicos como a estabilidade de tensão e frequência.

2.2 PRINCIPAIS INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA

A qualidade da energia elétrica tem adquirido crescente relevância nas últimas décadas, especialmente no contexto industrial, em virtude dos impactos operacionais e econômicos decorrentes de oscilações, distorções ou interrupções no fornecimento da energia elétrica. Embora o conceito já tenha sido introduzido no Capítulo 1, de modo geral, a qualidade da energia pode ser definida como o grau em que a energia elétrica fornecida por uma rede atende aos requisitos técnicos e operacionais necessários para o funcionamento adequado e seguro dos equipamentos conectados. A análise desse conceito envolve tanto aspectos técnicos quanto normativos, na medida em que padrões internacionais e nacionais estabelecem limites e critérios que definem objetivamente as condições aceitáveis de fornecimento (Mendonça, 2023).

Sob a ótica normativa, no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) atua como órgão regulador e fiscalizador da qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica. Destaca-se, nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021, em especial o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), o qual estabelece os limites admissíveis para diversos parâmetros relacionados à qualidade da energia elétrica nas redes de distribuição (Aneel, 2021). Em âmbito internacional, as normas elaboradas pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), notadamente a IEEE 519, e pela *International Electrotechnical Commission* (IEC), em especial a série IEC 61000, constituem importantes referenciais técnicos amplamente adotados na caracterização e no controle da qualidade da energia elétrica (Almeida, 2017).

Diversos fatores contemporâneos têm contribuído para o aumento da complexidade na manutenção da qualidade da energia elétrica. Destacam-se, dentre eles, o crescimento expressivo do uso de cargas não lineares, a ampliação da penetração de fontes renováveis intermitentes no sistema elétrico, falhas em equipamentos de distribuição e a utilização inadequada de bancos de capacitores. Cargas industriais específicas, como fornos a arco e motores acionados por inversores de frequência, introduzem distorções harmônicas e variações

de tensão no sistema elétrico. Adicionalmente, a expansão de sistemas fotovoltaicos e eólicos, cuja produção depende diretamente de variáveis meteorológicas, introduz incertezas e instabilidades operativas adicionais à rede (Variz *et al.*, 2008).

A avaliação da qualidade da energia elétrica é realizada por meio do monitoramento de indicadores técnicos específicos, como tensão em regime permanente, desequilíbrio de tensão, distorções harmônicas, flutuação de tensão e fator de potência. A mensuração desses parâmetros é viabilizada por equipamentos especializados, capazes de registrar com elevada precisão a forma de onda, a frequência e as amplitudes de tensão e corrente, em conformidade com as metodologias prescritas pelas normas técnicas vigentes (Mendonça, 2023).

Cada um desses parâmetros caracteriza aspectos distintos do desempenho elétrico do sistema. A tensão em regime permanente avalia a estabilidade do nível de tensão fornecido ao longo do tempo. O desequilíbrio de tensão corresponde às diferenças entre as tensões de fase em sistemas trifásicos, podendo comprometer o desempenho de cargas rotativas. As distorções harmônicas, geralmente expressas em termos do índice *Total Harmonic Distortion* (THD), quantificam a presença de componentes harmônicos que deformam a forma de onda senoidal ideal. A flutuação de tensão contempla variações rápidas e de curta duração, frequentemente associadas a cintilação luminosa. O fator de potência, por sua vez, reflete a eficiência na utilização da potência ativa útil, sendo diretamente influenciado por cargas indutivas, como motores de indução trifásicos (Variz *et al.*, 2008).

A compreensão sistemática dos fundamentos teóricos e dos métodos de avaliação da qualidade da energia elétrica permite estabelecer conexões entre a fundamentação conceitual e as condições práticas observadas nas instalações industriais brasileiras. A identificação das principais fontes de distúrbios, aliada à análise criteriosa dos indicadores monitorados, viabiliza o desenvolvimento de estratégias técnicas voltadas não apenas ao atendimento dos limites normativos, mas também à melhoria efetiva do desempenho energético, à otimização da operação dos processos produtivos e à preservação da integridade dos equipamentos (Mendonça, 2023).

2.2.1 Tensão em regime permanente

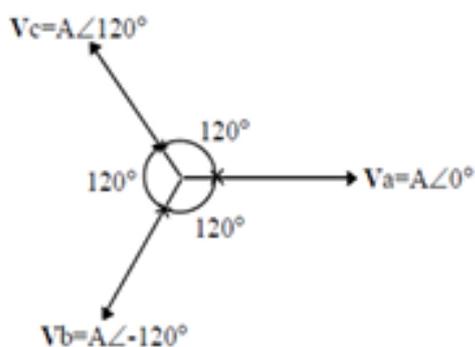
A tensão em regime permanente é um dos parâmetros utilizados na avaliação da qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores. Refere-se ao valor eficaz da tensão elétrica que permanece dentro de uma faixa estável ao longo do tempo, sob condições normais de operação, na ausência de perturbações transitórias ou variações rápidas (Souza, 2019).

Esse parâmetro está relacionado ao equilíbrio entre geração e carga no sistema elétrico, bem como ao dimensionamento e à regulação de transformadores e alimentadores. A elevação da carga, sem a devida compensação na geração ou ajuste no sistema de distribuição, pode provocar quedas prolongadas de tensão. De modo inverso, a ocorrência de sobretensão está associada à baixa demanda em determinadas condições operacionais, o que também compromete o desempenho dos equipamentos e a estabilidade do sistema (Namor *et al.*, 2018).

2.2.1.1 Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão é um dos parâmetros relevantes na avaliação da qualidade da energia elétrica em sistemas trifásicos. Esse distúrbio ocorre quando há diferenças entre as amplitudes das tensões de fase ou desvios na defasagem angular em relação ao valor ideal de 120° , conforme representado na Figura 1 (Marques, 2018).

Figura 1 — Representação fasorial de tensões em sistema trifásico balanceado com amplitudes iguais e defasagem de 120° .



Fonte: Marques (2018).

Em condições ideais, um sistema trifásico apresenta tensões com mesma magnitude e defasagem angular uniforme. A violação dessa condição caracteriza o desequilíbrio de tensão. As principais causas incluem a distribuição assimétrica de cargas monofásicas, falhas em condutores ou conexões, defeitos em transformadores, operação inadequada de bancos de capacitores e irregularidades na rede de distribuição. O problema tende a se intensificar em períodos de pico de demanda ou com a operação de cargas com variação abrupta, como fornos e compressores (Marques, 2018; Souza, 2019).

Os efeitos técnicos do desequilíbrio de tensão incluem o aumento da corrente de linha em motores trifásicos, elevação da temperatura dos enrolamentos, redução da vida útil de máquinas rotativas, perda de torque e aumento do consumo energético. Também pode ocorrer

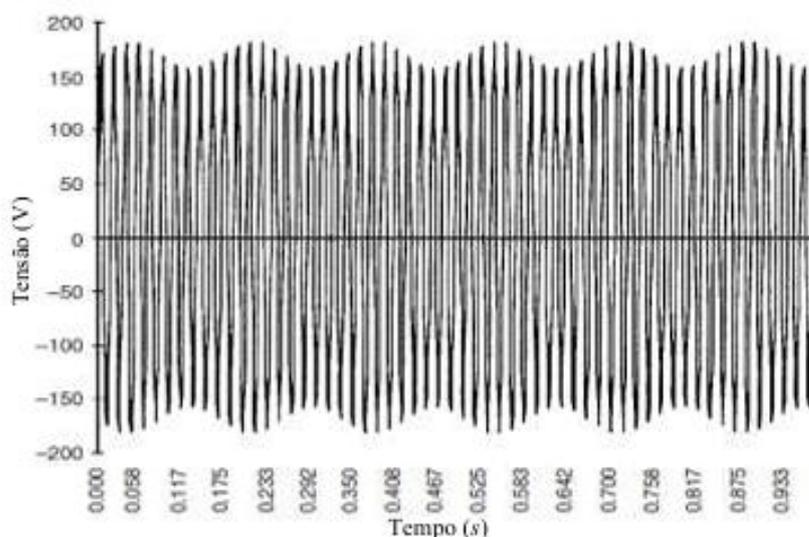
atuação incorreta de dispositivos de proteção, resultando em desligamentos não programados e perda de continuidade operacional (Souza, 2019).

Entre as estratégias de mitigação destacam-se o balanceamento físico de cargas, a redistribuição de circuitos monofásicos entre as fases, a utilização de controladores automáticos de tensão e, em casos específicos, o uso de compensadores síncronos. A escolha da solução deve considerar as características da instalação e o perfil de carga, com atenção especial a sistemas com elevada concentração de motores trifásicos (Haffner *et al.*, 2009).

2.2.1.2 Flutuação de tensão

A flutuação de tensão é caracterizada por variações rápidas e repetitivas na amplitude da tensão elétrica em intervalos curtos de tempo, sem desvio permanente em relação ao valor nominal, conforme ilustrado na Figura 2 (Mendonça, 2023).

Figura 2 — Exemplo de flutuação de tensão na forma de onda da tensão.



Fonte: Mendonça (2023).

Esse distúrbio afeta especialmente cargas sensíveis à estabilidade da tensão, como sistemas de iluminação, circuitos eletrônicos de controle e equipamentos de precisão. Embora muitas dessas cargas sejam alimentadas por corrente contínua com circuitos de filtragem capacitiva, parte da flutuação é absorvida pelas fontes e conversores AC/DC, o que justifica sua análise no contexto da qualidade da energia elétrica (Mendonça, 2023).

A flutuação de tensão distingue-se de outras variações, como subtensões e sobretensões, por seu comportamento oscilatório e transitório. Enquanto subtensões e sobretensões se

caracterizam por alterações sustentadas do valor eficaz da tensão, a flutuação ocorre como oscilações sequenciais de curta duração, sem se fixar em um novo nível. Essa característica exige equipamentos de medição com alta resolução temporal. O efeito perceptível mais comum é o *flicker*, ou cintilação luminosa, que, embora subjetivo, pode causar desconforto visual, fadiga e queda de rendimento em determinadas condições de trabalho (Marques, 2018).

As principais causas de flutuação de tensão estão associadas à variação súbita da carga, como na partida de motores de grande porte, processos de soldagem, operação de compressores e acionamento de elevadores (Mendonça, 2023).

Entre as estratégias de mitigação estão: o reforço da infraestrutura elétrica; a instalação de compensadores dinâmicos de tensão; a reorganização e redistribuição das cargas; e o uso de dispositivos de partida suave em equipamentos de maior porte. A segregação de cargas sensíveis também é amplamente adotada como medida preventiva, permitindo sua operação em condições de tensão mais estáveis. A definição da solução depende da análise das características técnicas da instalação, dos custos envolvidos e da criticidade dos processos alimentados (Variz *et al.*, 2008; Mendonça, 2023).

2.2.1.3 Variação de tensão de curta duração (VTCD)

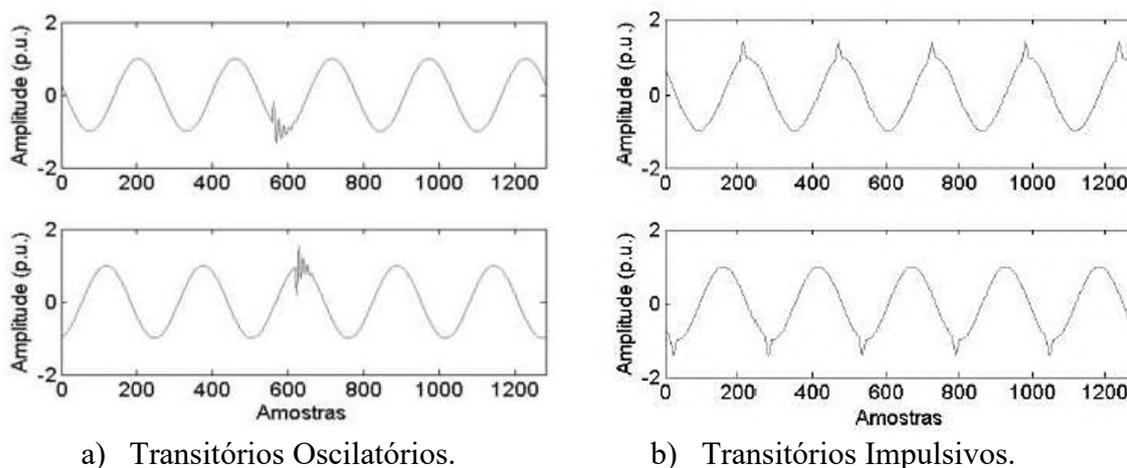
As variações de tensão de curta duração (VTCD) são definidas pelo Módulo 8 do PRODIST como desvios significativos e sustentados na amplitude do valor eficaz da tensão elétrica, com duração de alguns ciclos até três minutos. Esses eventos podem ser causados por comutação de cargas, falhas em equipamentos, atuação de dispositivos de proteção e curtos-circuitos na rede elétrica (Marques, 2018; Aneel, 2021).

Equipamentos com elevada sensibilidade a variações abruptas de tensão, como controladores eletrônicos, motores de precisão e sistemas de automação, podem sofrer falhas operacionais durante a ocorrência de VTCDs. Entre as consequências estão o desligamento não programado de cargas, a atuação de proteções e a interrupção de processos automatizados. A recorrência desses eventos pode resultar em perdas produtivas, descarte de materiais, retrabalho, queima de componentes e paralisação de etapas críticas, com impactos proporcionais à sensibilidade e à função dos equipamentos afetados (Mendonça, 2023; Almeida, 2017).

2.2.2 Transitórios de tensão

Os transitórios são fenômenos eletromagnéticos caracterizados por elevações abruptas de tensão ou corrente em sistemas elétricos, com duração de curta escala temporal. Essas perturbações afetam temporariamente a forma de onda da tensão, conforme ilustrado na Figura 3 (Almeida, 2017).

Figura 3 — Exemplo de forma de onda da tensão com presença de transitório.



a) Transitórios Oscilatórios.

b) Transitórios Impulsivos.

Fonte: Mendonça (2023).

Esses distúrbios impõem estresses dielétricos e eletromagnéticos aos componentes dos sistemas elétricos, podendo comprometer a operação de dispositivos sensíveis, como fontes chaveadas, circuitos integrados e unidades de controle. Em casos não mitigados, podem ocorrer falhas funcionais e danos permanentes (Paulilo; Teixeira, 2013).

As causas mais comuns incluem descargas atmosféricas, manobras de chaveamento, comutação de cargas, falhas em equipamentos e atuação de dispositivos de proteção. A recorrência desses eventos compromete a integridade elétrica e mecânica dos sistemas (Paulilo; Teixeira, 2013).

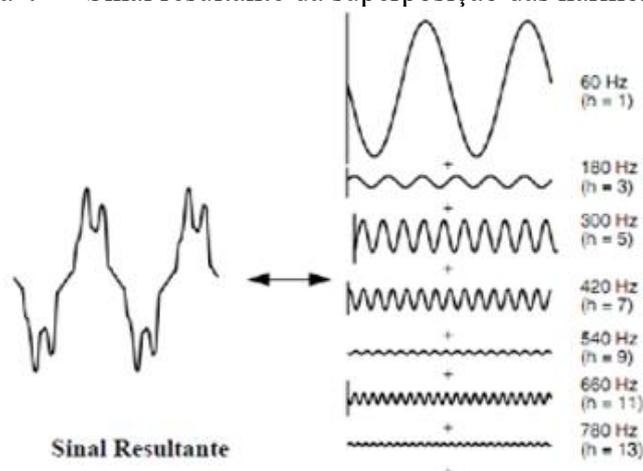
Do ponto de vista espectral, transitórios classificam-se em dois tipos: impulsivos e oscilatórios. Os impulsivos apresentam comportamento unidirecional, alta frequência e curta duração, sendo comumente associados a surtos provocados por descargas atmosféricas. Já os oscilatórios resultam da comutação de cargas significativas, como transformadores ou bancos de capacitores, e caracterizam-se por comportamento alternado, com frequência variável conforme a origem do evento (Schubert, 2025).

As estratégias de mitigação incluem a instalação de dispositivos de proteção contra surtos (DPS), filtros harmônicos e de supressão, além de sistemas de aterramento dimensionados para desviar correntes transitórias e limitar sobretensões (Mendonça, 2023).

2.2.3 Distorções harmônicas

Distorções harmônicas são alterações na forma de onda da tensão ou corrente elétrica provocadas pela presença de componentes com frequências múltiplas da fundamental, que, no Brasil, é 60 Hz. A superposição dessas componentes modifica o sinal senoidal original, como ilustrado na Figura 4, podendo comprometer o desempenho dos equipamentos e a confiabilidade do sistema elétrico (Variz *et al.*, 2008).

Figura 4 — Sinal resultante da superposição das harmônicas de ordem ímpares (h).



Fonte: Marques (2018).

Os níveis de distorção são expressos em percentuais da amplitude da fundamental e são regulados por normas técnicas específicas. No contexto internacional, destacam-se a IEC 61000-3-2 e a IEEE 519-1992. No Brasil, a regulação é estabelecida por meio do Módulo 8 do PRODIST, com foco exclusivo nas distorções harmônicas de tensão (Schubert, 2025; Aneel, 2021).

Cada norma apresenta escopo específico. A IEEE 519-1992 é direcionada à análise no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), enquanto a IEC 61000-3-2 é voltada para avaliação de cargas individuais. O PRODIST, por sua vez, é adotado em análises sistêmicas, com foco em barramentos principais e alimentadores.

O fenômeno da distorção decorre da operação de cargas não lineares, cuja corrente consumida não guarda proporcionalidade com a tensão aplicada. Entre os principais causadores

estão inversores de frequência, retificadores, fontes chaveadas, fornos a arco, sistemas de iluminação eletrônica e equipamentos com eletrônica de potência. A inserção de componentes harmônicas à forma de onda fundamental resulta no aumento dos índices de distorção em redes trifásicas (Mendonça, 2023).

Harmônicas de 3^a, 5^a e 7^a ordem são apontadas como as mais críticas em sistemas trifásicos, contribuindo para o aquecimento excessivo de transformadores, motores e condutores. Também comprometem a operação de dispositivos de proteção e medição (Marques, 2018).

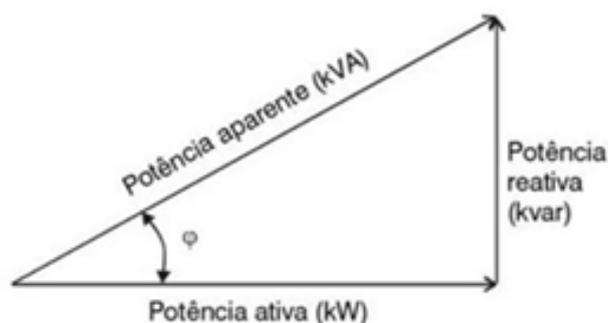
A mitigação das distorções harmônicas pode ser realizada por meio de filtros passivos, projetados para frequências específicas, ou filtros ativos, que compensam várias ordens em tempo real. Estratégias complementares incluem o seccionamento de cargas, reconfiguração do sistema e uso de transformadores de isolamento. A escolha da solução depende da análise do espectro harmônico, do perfil de carga e da viabilidade técnica e econômica (Variz *et al.*, 2008).

2.2.4 Fator de potência

O fator de potência representa a razão entre a potência ativa efetivamente convertida em trabalho útil e a potência aparente total, composta pelas potências ativa e reativa. Trata-se de um parâmetro técnico essencial na avaliação da qualidade da energia elétrica, especialmente em instalações com predominância de cargas indutivas, como motores, transformadores, fornos e equipamentos com elevada demanda de potência ativa (WEG, n.d).

A relação entre as componentes de potência ativa, reativa e aparente pode ser representada graficamente por meio do triângulo das potências, ilustrado na Figura 5.

Figura 5 — Representação do triângulo das potências elétricas.



Fonte: Marques (2018).

Um fator de potência inadequado compromete o desempenho elétrico da instalação ao elevar as perdas por efeito Joule, sobrecarregar transformadores e condutores e reduzir a

eficiência da distribuição interna. Além disso, o aumento da corrente total de carga exige maior capacidade dos sistemas de proteção e de fornecimento. Como consequência, há impacto direto nas faturas de energia elétrica, uma vez que as concessionárias aplicam penalizações com base no consumo excedente de energia reativa (Aneel, 2021; Tayyebi *et al.*, 2024).

A compensação do fator de potência é comumente realizada por meio da instalação de bancos de capacitores, que fornecem potência reativa capacitiva, contrapondo a reatância indutiva das cargas, reduzindo o fluxo de potência reativa pelos condutores. Estudos demonstram que a alocação estratégica desses bancos em pontos críticos da instalação proporciona não apenas a elevação do fator de potência, mas também a manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites operacionais desejáveis, com impacto direto sobre outros indicadores de qualidade da energia elétrica (Haffner *et al.*, 2009; Souza, 2019).

Os bancos de capacitores mais utilizados são do tipo fixos, automáticos ou mistos. Bancos fixos operam com fornecimento constante de potência reativa e são geralmente aplicados junto a cargas específicas. Bancos automáticos utilizam controladores para conectar ou desconectar módulos conforme a demanda reativa do sistema, sendo indicados para instalações com perfil de carga variável. Bancos mistos integram ambas as estratégias, viabilizando compensação contínua e ajustável em tempo real. A escolha da topologia deve considerar a variabilidade da carga, a criticidade dos equipamentos e a necessidade de controle dinâmico (Haffner *et al.*, 2009; WEG, n.d.).

Apesar de sua eficácia, o uso inadequado de bancos de capacitores pode comprometer a qualidade da energia elétrica. O superdimensionamento pode gerar sobrecompensação, resultando em fator de potência capacitivo, o que pode ocasionar sobretensões, ressonâncias e amplificação de harmônicos. Em redes com presença significativa de distorções harmônicas, os capacitores podem se comportar como elementos ressonantes, intensificando componentes indesejados em vez de mitigá-los. Diante desse cenário, Mendonça (2023) recomenda a análise prévia da interação entre os bancos de capacitores e os filtros de dessintonia, a fim de preservar a integridade dos equipamentos e garantir a segurança operacional da instalação.

2.3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS

Os sistemas de armazenamento em baterias, conhecidos como BESS (*Battery Energy Storage Systems*), configuram uma solução tecnológica estratégica para a melhoria da estabilidade e flexibilidade operacional das redes elétricas. Baseiam-se na utilização de

conjuntos de baterias gerenciados por sistemas inteligentes que permitem armazenar energia em períodos de baixa demanda e liberá-la em momentos de maior consumo (Engie, 2025).

Inicialmente restritos a aplicações residenciais e redes isoladas, os BESS vêm ganhando espaço em contextos comerciais, industriais e utilitários, impulsionados pela redução dos custos tecnológicos e pelo avanço da eficiência operacional (Namor *et al.*, 2018).

Entre as principais aplicações está o *peak shaving*, no qual a energia acumulada é utilizada para reduzir picos de demanda. Os sistemas também atuam na estabilização de tensão e frequência, no suporte à partida de motores e na garantia de alimentação ininterrupta para cargas críticas. Quando integrados a fontes renováveis, como a solar fotovoltaica, possibilitam maior aproveitamento local da geração e redução da dependência da rede pública, elevando a autonomia energética (Guzman *et al.*, 2019).

Do ponto de vista funcional, os BESS operam como elementos de desacoplamento entre geração e consumo, aumentando a capacidade de resposta do sistema elétrico às variações de carga. Em redes com elevada penetração de fontes intermitentes, como solar e eólica, contribuem para o equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda. Em instalações conectadas a redes sujeitas a interrupções, funcionam de forma semelhante a sistemas UPS (*Uninterruptible Power Supply*), assegurando a continuidade da alimentação (Tayyebi *et al.*, 2024).

Apesar dos benefícios operacionais, os BESS ainda enfrentam desafios relacionados ao custo de implantação. Conforme Medeiros (2025), com base em informações da Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia (ABSAE), os valores variam entre R\$ 1 milhão e R\$ 1,5 milhão por MWh instalado, dependendo do porte e da aplicação do sistema.

Atualmente, a tecnologia predominante é a das baterias de íons de lítio, que se destacam pela elevada densidade energética, rápida resposta e alta eficiência. De acordo com a Agência Internacional de Energia, essa tecnologia registrou uma queda de cerca de 90% nos custos ao longo dos últimos 15 anos, com projeções de redução adicional de até 68% até 2050, impulsionada pela escala produtiva e avanços nos processos industriais (Engie, 2025).

Portanto, os BESS oferecem benefícios relevantes à qualidade da energia elétrica, à gestão da demanda e à integração de fontes renováveis. Contudo, a viabilidade de sua adoção em larga escala depende de análise técnico-econômica específica para cada aplicação.

3 ESTRATÉGIAS PARA ANÁLISE E DIAGNÓSTICO DA QUALIDADE DE ENERGIA

Como citado no Capítulo 1, no âmbito nacional, a principal norma utilizada na área de qualidade da energia elétrica é a Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021, em especial o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que define a metodologia regulamentada para a avaliação da qualidade de energia nas unidades consumidoras em estudo.

Essa análise é válida somente quando os instrumentos utilizados para medições ou coleta de dados atendem às exigências estabelecidas na Seção 5.2 do Módulo 5 do PRODIST, conforme descrito a seguir:

- a) ser capazes de apurar a demanda ativa e a demanda reativa, integralizadas em intervalos de 15 ou 5 minutos, em kW e kVAr, respectivamente;
- b) possuir capacidade de medição em quatro quadrantes, caso haja possibilidade de se ter fluxo de energia nos dois sentidos no ponto de medição;
- c) possuir classes de exatidão dos equipamentos iguais ou superiores às classes de exatidão estabelecidas na Tabela 1, conforme o nível de tensão em que o sistema será instalado; e
- d) ser provido de memória de massa com capacidade de armazenar dados de energia ativa, energia reativa, tensão e, opcionalmente, demanda ativa e reativa, considerando separadamente os montantes consumidos e os gerados, quando necessário (Aneel, 2021).

De acordo com a metodologia estabelecida no Módulo 8 do PRODIST, a avaliação dos parâmetros de qualidade de energia requer a realização de medições contínuas por um período mínimo de sete dias consecutivos, com tempo de integração de 10 minutos entre cada registro. Dessa forma, utilizando equipamento homologado, são obtidas 1.008 medições sequenciais ao longo da semana.

Uma vez coletados os dados, devem ser calculados os indicadores referentes aos seguintes parâmetros: tensão em regime permanente, flutuação e desequilíbrio de tensão, variações de tensão de curta duração, variação de frequência e distorções harmônicas. Esses indicadores devem ser comparados aos valores de referência. Em caso de não conformidade, devem ser aplicadas as medidas corretivas cabíveis.

3.1 INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA

Antes de abordar os limites normativos e o cálculo dos indicadores correspondentes a cada parâmetro de qualidade da energia elétrica, é necessário esclarecer o conceito de percentil – alguns indicadores são avaliados com base em percentil. Por exemplo, o percentil de 95% é

um critério estatístico que representa o valor abaixo do qual se encontram 95% das medições realizadas durante o período de monitoramento. Em outras palavras, esse percentil estabelece que até 5% das leituras podem exceder o limite especificado sem que isso caracterize, por si só, uma situação de não conformidade (Marques, 2018).

3.1.1 Tensão em regime permanente

A avaliação da tensão em regime permanente é realizada por meio dos indicadores Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária (DRP) e Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica (DRC). Assim, após a coleta dos dados, os valores de tensão devem ser classificados em três faixas: adequada, precária ou crítica, conforme os limites de tensão de referência apresentados no Anexo 8.A do Módulo 8 do PRODIST.

Quadro 1 — Classificação dos Níveis de Tensão em Regime Permanente para Redes com Tensão Nominal Igual ou Inferior a 2,3 kV, conforme Módulo 8 do PRODIST.

Classificação	Tensão de referência 380V	Tensão de referência 220V
Crítica superior	TL > 403	TL > 233
Precária superior	399 < TL ≤ 403	231 < TL ≤ 233
Adequada	350 ≤ TL ≤ 399	202 ≤ TL ≤ 231
Precária inferior	331 ≤ TL < 350	191 ≤ TL < 202
Crítica inferior	TL < 331	TL < 191

Legenda: TL – Tensão de leitura (V).

Fonte: Adaptado de Aneel (2021).

Com base nas medições realizadas e nas respectivas classificações, contabilizam-se as quantidades de leituras que ultrapassam a faixa adequada para o cálculo dos indicadores DRP e DRC, conforme as Equações 1 e 2.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100\% \quad (1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100\% \quad (2)$$

Onde:

nlp – número de leituras situadas na faixa precária;

nlc – número de leituras situadas na faixa crítica.

Com base nas diretrizes do Módulo 8 do PRODIST, os limites regulatórios estabelecem que o Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária (DRP) não deve exceder 3%, enquanto o Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica (DRC) deve permanecer inferior a 0,5%.

3.1.2 Desequilíbrio de tensão

Do ponto de vista analítico, o desequilíbrio de tensão é quantificado por meio do Fator de Desequilíbrio de Tensão (FD), que pode ser calculado utilizando as Equações 3 e 4 alternativamente. De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, valores de FD superiores a 3% em sistemas com tensão de referência inferior a 1 kV, e acima de 2% em sistemas com tensão entre 1 kV e 230 kV, são considerados tecnicamente prejudiciais (Aneel, 2021).

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

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

Onde:

V_{ab} – Tensão entre fase “a” e “b”;

V_{bc} – Tensão entre fase “b” e “c”;

V_{ca} – Tensão entre fase “c” e “a”.

3.1.3 Flutuação de tensão

A avaliação da flutuação de tensão no sistema de distribuição tem como objetivo identificar o grau de desconforto causado pela cintilação perceptível em pontos de iluminação alimentados em baixa tensão nas unidades consumidoras.

Do ponto de vista técnico, a flutuação de tensão é quantificada por meio de índices normalizados, como o *Short-Term Flicker Severity* (Pst), que avalia a severidade da cintilação luminosa durante um intervalo contínuo de 10 minutos, e o *Long-Term Flicker Severity* (Plt), utilizado para a análise acumulada em intervalos de 2 horas. Os resultados são comparados aos limites estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST, que determina valor máximo de 1,0 p.u. para 95% das medições, ou seja, limite que não deve ser ultrapassado em mais de 5% do período amostral (Mendonça, 2023; Marques, 2018).

Os indicadores Plt e Pst são calculados pela Equação 5 e 6

$$P_{\{st\}} = \sqrt{\{0,0314 \cdot P_{0,1} + 0,0525 \cdot P_1 + 0,0657 \cdot P_3 + 0,28 \cdot P_{10} + 0,08 \cdot P_{50}\}} \quad (5)$$

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (6)$$

Onde:

$P_{0,1}; P_1; P_3; P_{10}$ e P_{50} – níveis de severidade da cintilação correspondentes aos percentis 0,1%, 1%, 3%, 10% e 50% das medições em 10 minutos, respectivamente;

P_{sti} – valores de P_{st} em cada intervalo.

3.1.4 Variação de tensão de curta duração (VTCD)

Sob o ponto de vista normativo, a Aneel (2021) estabelece a classificação das variações de tensão de curta duração com base na magnitude da tensão e na duração do evento, conforme tabelas específicas apresentadas no Quadro 2.

Quadro 2 — Classificação das variações de tensão de curta duração por magnitude e duração, conforme Módulo 8 do PRODIST.

Classificação	Denominação	Duração da variação	Amplitude da tensão em relação à tensão referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea	≤ 3 segundos	$< 0,1$ p.u
	Afundamento Momentâneo	≥ 1 ciclo e ≤ 3 segundos	$\geq 0,1$ e $< 0,9$ p.u
	Elevação Momentânea	≥ 1 ciclo e ≤ 3 segundos	$> 1,1$ p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária	> 3 segundos e < 3 minutos	$< 0,1$ p.u
	Afundamento Temporário	> 3 segundos e < 3 minutos	$\geq 0,1$ e $< 0,9$ p.u
	Elevação Temporária	> 3 segundos e < 3 minutos	$> 1,1$ p.u

Fonte: Adaptado de Aneel (2021).

A avaliação é realizada, inicialmente, pelo cálculo dos indicadores Amplitude do Evento de VTCD (V_e), que representa a intensidade da elevação ou afundamento de tensão em relação à tensão de operação, e Duração do Evento de VTCD (Δt_e), que mede o tempo entre o início e o fim da variação significativa de tensão, caracterizando sua extensão temporal. Esses parâmetros são determinados conforme as Equações 7 e 8.

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} * 100 \quad (7)$$

Onde:

V_e – amplitude do evento de VTCD (em %);

V_{res} – tensão residual do evento de VTCD (em Volt);

V_{ref} – tensão de referência (em Volt).

$$\Delta t_e = t_f - t_i \quad (8)$$

Onde:

Δt_e – duração do evento de VTCD (em milissegundos);

t_f – instante final do evento de VTCD;

t_i – instante inicial do evento de VTCD.

Após o cálculo de V_e e Δt_e para cada evento registrado, contabiliza-se o número de ocorrências com características semelhantes, agrupando-as com base nas regiões de sensibilidade da carga, conforme apresentado no Quadro 3.

Quadro 3 — Estratificação das VTCD's com base nos níveis de sensibilidade das cargas.

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

Fonte: Aneel (2021).

Por fim, é realizado o cálculo do Fator de Impacto (FI) para cada região de sensibilidade, utilizando-se a Equação 9, sendo que o limite normativo estabelecido para esse indicador é de 1,0 p.u. para sistemas de média e alta tensão, ou seja, acima de 2,3kV. Para sistemas de distribuição em baixa tensão, não são estabelecidos valores de referência para VTCD (Aneel, 2021).

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} * f_{pi})}{FI_{BASE}} \quad (9)$$

Onde:

f_{ei} – frequência de ocorrência de eventos de VTCD, para cada região de sensibilidade i , sendo $i = A, B, C, D, E, F, G, H$ e I ;

f_{pi} – fator de ponderação apresentado no quadro 4, para cada região de sensibilidade i , estabelecido de acordo com a relevância do evento, correlacionando sua amplitude e duração;

FI_{BASE} – Fator de Impacto base, apresentado no Quadro 4, de acordo com a tensão nominal (V_n);

Quadro 4 — Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base de acordo com a tensão nominal (V_n).

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (fpond)	Fator de Impacto Base (FI_{BASE})	
		$2,3 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
A	0,00	2,13	1,42
B	0,04		
C	0,07		
D	0,15		
E	0,25		
F	0,36		
G	0,07		
H	0,02		
I	0,04		

Fonte: Aneel (2021).

3.1.5 Distorções harmônicas

O Módulo 8 do PRODIST estabelece a avaliação dos níveis de distorção harmônica de tensão por meio dos indicadores Distorção Individual de Tensão de ordem h (DIT $_h$) e Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT%). As expressões matemáticas utilizadas para o cálculo desses indicadores são apresentadas, respectivamente, nas Equações 10 e 11.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (10)$$

Onde:

h – todas as ordens harmônicas de 2 até h_{\max} ;

h_{\max} – ordem harmônica máxima, conforme classe do equipamento de medição utilizado (classe A ou S);

O indicador DTT% é ainda segmentado em:

- $DDT_p\%$ (componentes pares não múltiplos de 3);
- DDT_i (componentes ímpares não múltiplos de 3) e;
- DDT_3 (componentes múltiplos de 3).

Calculado pelas equações 11, 12 e 13, respectivamente.

$$DDT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (11)$$

Onde:

h – todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3;

hp – máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3.

$$DDT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (12)$$

Onde:

h – todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3;

hi – máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.

$$DDT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (13)$$

Onde:

h – todas as ordens harmônicas múltiplas de 3;

h3 – máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.

O Módulo 8 do PRODIST define limites normativos diferenciados para esses componentes, conforme a tensão nominal de fornecimento da instalação, sendo os respectivos valores apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 — Limites de distorção harmônica total de tensão em % da tensão fundamental.

Indicador	$V_n \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTTp95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTTi95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT395%	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: Adaptado de Aneel (2021).

A verificação da conformidade com os limites é realizada com base no critério estatístico do percentil 95%, permitindo que até 5% das medições ultrapassem os valores normativos estabelecidos sem que isso, isoladamente, configure uma situação de não conformidade.

3.1.6 Fator de potência

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, para unidades consumidoras e pontos de conexão com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência deve situar-se entre 0,92 e 1,00, admitindo-se valores indutivos ou capacitivos dentro desse intervalo. A Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021 estabelece ainda que o limite capacitivo deve ser apurado entre 6h30 e 23h30, correspondente a seis horas consecutivas. No restante do período diário, o fator de potência deve permanecer no limite indutivo.

Matematicamente, o fator de potência (FP) é definido como o cosseno do ângulo φ formado entre as componentes de potência ativa e reativa. Seu cálculo é realizado a partir da Equação 12, utilizando as potências ativa e reativa medidas.

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

Onde:

P – potência ativa (W);

Q – potência reativa (VAr);

EA – energia ativa (kW);

ER – energia reativa (kVAr).

O tempo de integração considerado para fins de faturamento é de 1 hora, utilizando-se o montante de energia ativa e reativa consumida nesse intervalo (Aneel, 2021).

3.2 DIMENSIONAMENTO DE UM BANCO DE BATERIAS

O dimensionamento do sistema de armazenamento de energia pode ser realizado com base na potência média da carga, no tempo de autonomia requerido e nas características operacionais das baterias selecionadas. O objetivo é determinar a energia total que o banco de baterias deve fornecer durante o período de autonomia especificado, considerando a limitação imposta pela profundidade máxima de descarga (FD) (Lins, 2018).

A capacidade nominal do banco de baterias foi determinada pela Equação 15.

$$P_{banco} = \frac{(P \times t)}{FD} \quad (15)$$

Onde:

P_{banco} – energia total nominal do banco de baterias (kWh);

P – potência média da carga (kW);

t – tempo de autonomia desejado (horas);

FD – fator de descarga da bateria (adimensional), definido como a fração da capacidade nominal efetivamente utilizável.

Com base na energia total dimensionada, o custo de um sistema pode ser estimado conforme a Equação 14.

$$C_{total} = P_{banco} \times C_{unit} \quad (16)$$

Onde:

P_{banco} – energia total nominal dimensionada (em kWh);

C_{unit} – custo unitário por kWh de capacidade de armazenamento (em R\$/kWh).

3.3 ANÁLISE DE VIABILIDADE DE INVESTIMENTO

Para a análise de viabilidade econômica do projeto, pode ser adotado o método do *Payback* Descontado (PRD). Essa metodologia determina o tempo necessário para que o valor presente dos fluxos de caixa líquidos acumulados seja igual ao montante do investimento inicial, considerando o efeito do valor do dinheiro no tempo (Colpo; Medeiros; Weise, 2016).

A técnica baseia-se no desconto dos fluxos de caixa futuros por meio da Taxa Mínima de Atratividade (TMA), conforme os princípios do método do Valor Presente Líquido (VPL). A fórmula geral aplicada é apresentada na Equação 17.

$$VPL = -FC_0 + \sum_{t=1}^n \left(\frac{FC_t}{(1+i)^t} \right) \quad (17)$$

Onde:

FC_0 – investimento inicial do projeto (R\$);

FC_t – fluxo de caixa líquido no período t (R\$);

I – taxa mínima de atratividade (%);

t – período (em meses ou anos);

n – número de períodos até a recuperação total do investimento.

4 ESTUDO DE CASO: AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS DE QUALIDADE DA ENERGIA EM UMA INDÚSTRIA DE EMBALAGENS FLEXÍVEIS

Este capítulo apresenta a aplicação prática da metodologia adotada por meio do estudo de caso em uma indústria de embalagens flexíveis, abrangendo as características da instalação, os procedimentos de medição e os principais resultados obtidos.

4.1 INDÚSTRIA EM ESTUDO

A indústria em estudo atua na fabricação de embalagens plásticas flexíveis, laminadas e impressas, utilizando materiais como polietileno, polipropileno, BOPP e PET, com foco principal no mercado alimentício. O parque fabril possui uma área total de 36.000 m², sendo 5.675 m² destinados à área industrial.

A planta está organizada em cinco setores produtivos principais: periféricos, extrusão, impressão, laminação e acabamento. O setor de acabamento, por sua vez, é subdividido em dois grupos de máquinas: refiladeiras e, corte e solda.

O processo produtivo inicia-se na extrusão, onde dois ou mais polímeros termoplásticos são simultaneamente aquecidos e extrusados por meio de sistemas *feed block* ou matriz multicanal, permitindo a produção de um único filme com múltiplas camadas e propriedades físico-mecânicas diferenciadas. A conformação do filme ocorre predominantemente pelo processo *blown film*, no qual o ar comprimido forma uma bolha que expande o material, definindo sua espessura e largura. Alternativamente, pode ser utilizada a tecnologia *cast film*, na qual o filme é prensado entre chapas de aço inox e resfriadas por água. Esse método, embora mais preciso em termos dimensionais, apresenta menor produtividade.

Após a conformação, o filme passa por um processo de tratamento corona, no qual descargas elétricas de alta frequência, aplicadas por eletrodos, modificam a tensão superficial do material, tornando-o apto a receber tinta. As bordas são aparadas e o filme é rebobinado.

Na etapa de impressão, o filme tratado é processado por impressoras flexográficas, que operam por impressão rotativa direta, utilizando matrizes flexíveis (clichês). O sistema de impressão é composto por cinco elementos principais: cilindro porta-clichê, cilindro de contrapressão, cilindro anilox, reservatório de tinta e sistema de raclagem (*doctor blade*). A tinta, de baixa viscosidade, é transferida ao cilindro anilox, que dosa seu volume por meio de microcélulas. O *doctor blade* remove o excesso e o anilox transfere a tinta ao clichê, que imprime diretamente no filme, com apoio do cilindro de contrapressão. Após a impressão, o

filme segue para o túnel de secagem, onde queimadores a gás aquecem o ar para promover a evaporação do solvente. Em seguida, é realizada a inspeção visual automatizada por sistemas de câmera de alta velocidade (ISRA) e o filme é rebobinado.

Algumas embalagens, por sua vez, exigem propriedades físico-químicas específicas para aumentar a proteção e a durabilidade do conteúdo interno. Para isso, é comum a adição de uma camada de material no filme, geralmente alumínio ou polímeros técnicos. Essa adição ocorre no processo de laminação.

No processo de laminação com adesivo solvente, o filme desbobinado recebe uma camada de adesivo por meio de cilindros aplicadores. Em seguida, passa por um túnel de secagem, similar ao da impressão, para evaporação do solvente. O filme base é então unido ao substrato adicional (como alumínio ou outro polímero) no cilindro de união, sendo novamente rebobinado.

As etapas anteriores são realizadas com bobinas de largura entre 800 mm e 1300 mm, enquanto o produto final geralmente possui larguras menores, conforme especificação do cliente. Por isso, o material impresso e laminado é encaminhado ao setor de acabamento. Nesse setor, as refiladeiras cortam e rebobinam as bobinas-mãe em bobinas-filha com a largura final exigida.

Em casos que exigem fechamento em formatos específicos ou adição de elementos como *zippers*, o material é processado em máquinas de corte e solda. Nelas, moldes aquecidos por resistências elétricas aplicam calor e pressão para realizar a fusão das camadas termosoldáveis. Após a soldagem, o corte transversal é executado por guilhotinas, separando cada unidade de embalagem. Por fim, as embalagens são encaminhadas para inspeção final, armazenagem e posterior expedição ao cliente.

4.1.1 Características elétrica da indústria

A indústria em estudo possui alta carga instalada, sendo classificada no subgrupo A4, com fornecimento em média tensão (13,8 kV) e enquadramento tarifário na modalidade azul. A unidade usufrui de desconto de 50% na demanda contratada por meio da aquisição de energia incentivada proveniente de fontes renováveis, conforme regulamentação vigente.

A operação da planta é contínua, com três turnos diários de 8 horas, iniciando às 00h00 de segunda-feira e encerrando às 16h00 de sábado. As cargas que operam no turno administrativo funcionam de segunda a sexta-feira, das 07h00 às 17h00.

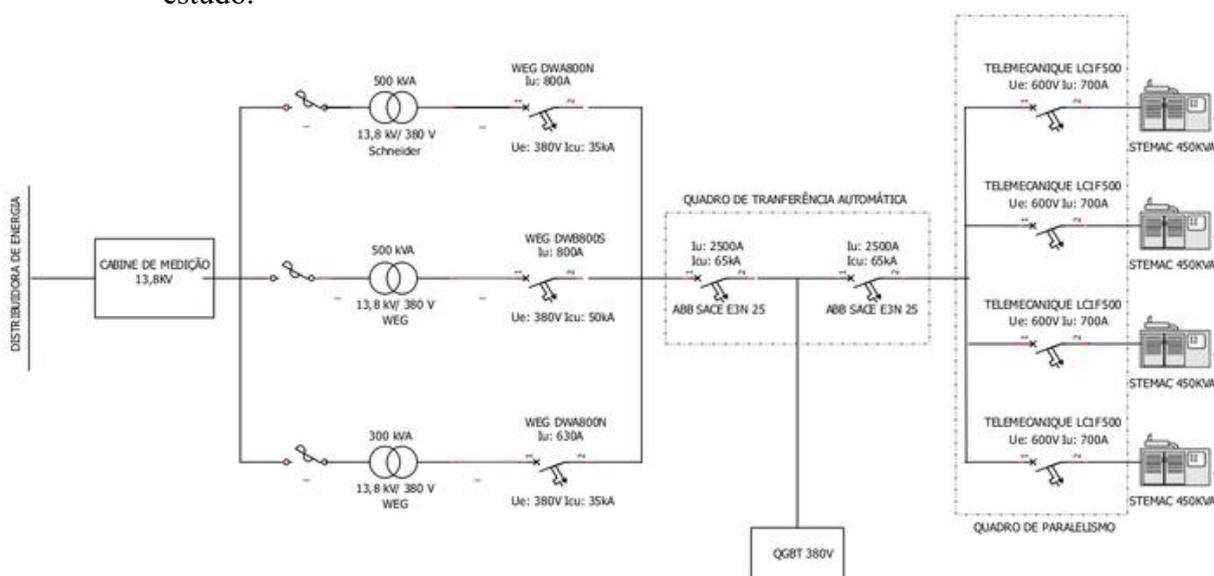
A empresa atua no mercado livre de energia, com intermediação de uma gestora, operando com demanda contratada de 1.020 kW no horário de ponta e 1.100 kW no horário fora de ponta. O consumo médio mensal registrado é de 398,3 MWh, o que equivale ao consumo aproximado de 2.472 residências brasileiras médias, considerando o valor de 161 kWh/mês por residência em agosto de 2023 (MME, 2023).

A unidade conta com uma subestação rebaixadora de 1.300 kVA, composta por três transformadores 13,8 kV/380 V, com fechamento triângulo na alta tensão e estrela na baixa tensão. Desses, dois transformadores são do tipo seco, com potência de 500 kVA cada, e um transformador a óleo, com potência de 300 kVA.

Para redundância, estão instalados quatro motogeradores de 450 kVA, marca Stemac, modelo NTAG3, com motorização Cummins e gerador WEG, dotados de controle eletrônico, sistema de paralelismo automático e transferência de carga em rampa. Os motogeradores são equipados com resistências elétricas de aquecimento do óleo, permitindo o acionamento imediato em carga plena.

O diagrama unifilar simplificado do sistema de fornecimento de energia da planta industrial é apresentado na Figura 6.

Figura 6 — Diagrama unifilar do sistema de proteção e seccionamento geral da indústria em estudo.



Fonte: O autor (2025).

Embora representado em bloco, a cabine de medição é composta por três sistemas distintos de telemetria:

- O primeiro, da própria concessionária, utilizado para fins de faturamento;
- O segundo, da gestora de energia, com monitoramento em tempo real via *dashboard*;

c. O terceiro encontra-se atualmente desativado e era utilizado anteriormente por uma gestora anterior.

Devido à grande quantidade de circuitos no Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT), a identificação detalhada dos mesmos encontra-se no Quadro 5.

Quadro 5 — Circuitos alimentados pelo Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) da indústria em estudo.

nº	Circuito	Corrente nominal In (A)	Modelo Disjuntor
1	Insufladores	100	WEG DWB160B
2	Setor acabamentos	400	WEG DWB400N
3	Administrativo	50	WEG DW 160H
4	Bomba de incêndio	50	WEG DW 160H
5	Setor laminação/ impressão	630	WEG DWB800S
6	Sem Identificação	50	WEG DW 160H
7	CD3	50	WEG DW 160H
8	CD2	50	WEG DW 160H
9	CD1	50	WEG DW 160H
10	Sem Identificação	50	WEG DW 160H
11	Periféricos	630	WEG DWB800S
12	Aglutinador	250	WEG DW 250NA
13	Sem identificação	90	WEG DWP125L-90-3
14	Setor extrusão	1000	WEG DWB100S
15	Sem identificação	63	WEG DWA160B
16	Insufladores impressão	32	WEG DWA160B
17	Sem identificação	63	WEG DWB160B
18	Vago	125	WEG DWB160B
19	Sem identificação	40	WEG DWA160B
20	Sem identificação	80	WEG DW 160H

Fonte: O autor (2025).

A Figura 7 apresenta os armários elétricos do sistema de alimentação principal da planta, bem como as cabines dos transformadores.

Figura 7 — Armários elétricos dos disjuntores de paralelismo dos transformadores, QGBT e CCM do setor de extrusão.



Fonte: O autor (2025).

O conjunto de armários elétricos é subdividido em três seções. Na seção inferior dos três primeiros armários, localizam-se os disjuntores de proteção do secundário dos transformadores, que alimentam o barramento de paralelismo. Na seção superior desses mesmos armários, está instalado o QGBT, responsável pela alimentação de quadros secundários e de cargas periféricas. E por último, o quarto armário à direita abriga o quadro de distribuição do setor de extrusão, além de conter multimedidores utilizados no sistema de monitoramento de consumo setorizado da planta.

Ao fundo, observa-se a presença das três cabines de rebaixamento em operação, além de uma cabine reserva, preparada para ampliações futuras.

A Figura 8 apresenta os disjuntores extraíveis, responsáveis pela transferência da carga entre os transformadores e os geradores.

Figura 8 — Quadro de transferência automática (QTA) da indústria em estudo.



Fonte: O autor (2025).

Os disjuntores extraíveis utilizados são da marca ABB, modelo SACE-E3N-25, comandados eletronicamente pelo CLPs localizado na cabine dos motogeradores. A Figura 9, apresenta a cabine dos motogeradores de redundância.

Figura 9 — Motogeradores de redundância da indústria em estudo.



Fonte: O autor (2025).

Na Figura 9, visualizam-se os quatro motogeradores Stemac de 450 kVA, posicionados à esquerda, controlados por um painel elétrico, apresentado na Figura 10. A cabine ainda conta com sistema de supressão de ruídos, composto por abafadores nos dutos de insuflamento e exaustão de ar, além de dispositivos de isolamento acústico nas portas e escapamentos.

Figura 10 — Painel de paralelismo e controle do sistema de motogeradores de redundância.



Fonte: O autor (2025).

Conforme apresentado na Figura 10, cada motogerador possui um controlador escravo, responsável por monitorar e adequar os parâmetros operacionais individuais, como temperatura, frequência e tensão de saída. Esses controladores atuam em conjunto com um controlador mestre, que coordena o paralelismo entre os motogeradores, garantindo o sincronismo entre as unidades geradoras. Após a sincronização, o sistema realiza a transferência da carga total, ou em rampa, a partir da atuação dos disjuntores extraíveis apresentados na Figura 8.

4.1.2 Definição dos pontos de análise

Com o objetivo de obter uma visão geral dos parâmetros de qualidade de energia elétrica na instalação industrial, foi realizada uma coleta de dados com 1.008 registros, utilizando tempo de integração de 10 minutos, conforme os critérios apresentados no Capítulo 3. O ponto inicialmente considerado ideal para a instalação do analisador foi logo após os disjuntores do Quadro de Transferência Automática (QTA), na saída do sistema de alimentação geral da planta.

Entretanto, os condutores que alimentam os disjuntores do QTA são conectados a diferentes pontos do barramento de paralelismo dos transformadores, o que se repete no barramento principal do Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT). Esse tipo de conexão tem como vantagem a melhor distribuição das correntes entre os barramentos, mas dificulta

significativamente a identificação de um ponto unificado para a instalação das garras de corrente, de forma a medir a corrente total do circuito de alimentação da indústria.

O ponto tecnicamente mais adequado para a instalação dos sensores de corrente seria o interior do próprio QTA, após as chaves de transferência, onde há a concentração de todos os condutores de alimentação. No entanto, este local apresenta limitações técnicas e de segurança: cada fase é composta por nove condutores de 150 mm². Além disso, o espaço interno do painel é bastante restrito, com barramentos dispostos em proximidade, aumentando o risco de acidentes elétricos durante a instalação.

Diante dessas restrições físicas e operacionais, e priorizando a segurança da intervenção, decidiu-se por não instalar o analisador de qualidade de energia no QTA. Como alternativa, o equipamento foi instalado no secundário de um dos transformadores de alimentação da planta, considerando que os fenômenos relacionados à qualidade de energia se propagam por toda a rede elétrica e podem ser caracterizados a partir desse ponto.

O transformador selecionado foi o Transformador 02, da marca WEG, com potência nominal de 500 kVA. Adicionalmente, visando compreender o fluxo interno de potência elétrica na instalação e realizar uma avaliação preliminar de possíveis distúrbios por setor, foram conduzidas coletas complementares com duração mínima de 24 horas nos circuitos de alimentação com maior carga: periféricos, acabamento, laminação, impressão, setor administrativo e extrusão.

4.1.3 Equipamentos utilizados

As medições foram realizadas com um analisador de qualidade de energia da marca Embrasul, modelo RE7000, ilustrado na Figura 11. O equipamento é composto por quatro sensores flexíveis de corrente e cinco garras tipo jacaré para a medição das tensões. O processamento e a análise dos dados foram conduzidos com o software ANL7000, fornecido juntamente com o equipamento.

Figura 11 — Analisador de qualidade de energia Embrasul RE7000 com garras de tensão e sensores de corrente.



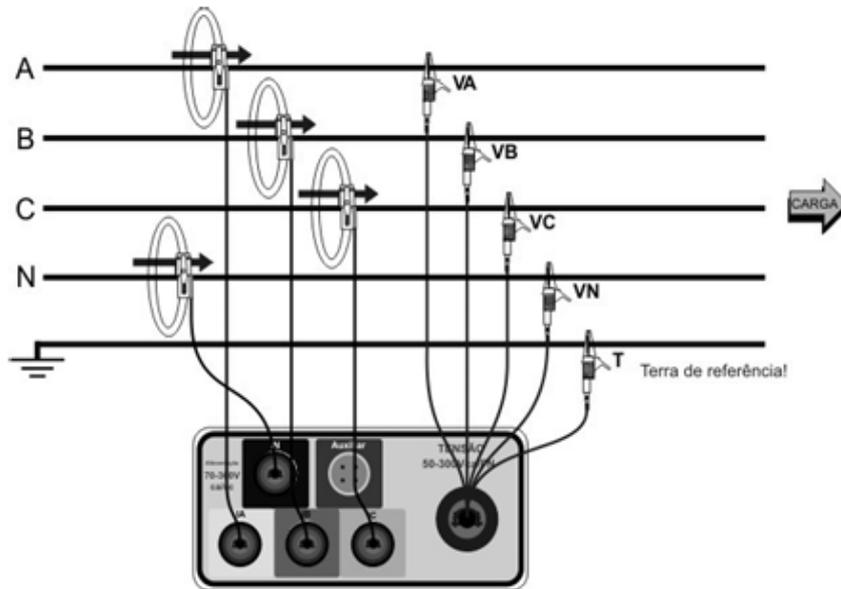
Fonte: O autor (2025).

O modelo RE7000 permite medições em redes monofásicas e trifásicas, com capacidade de aferição de tensões fase-neutro de até 500 V, com precisão de 0,2% e resolução de 0,01 V. Os sensores de corrente possibilitam medições entre 0 e 3.000 A, com precisão combinada de 1,2% (analisador + sensor) e resolução de 0,01 A (Embrasul, 2024).

O equipamento dispõe de memória interna de 2 GB, permitindo autonomia de armazenamento de até 24 anos para medições com tempo de integração de 10 minutos ou aproximadamente duas semanas com integração de 1 segundo. Conta também com bateria interna, que garante a continuidade de operação em caso de falha no fornecimento da alimentação principal. A exportação dos dados ocorre por meio de conexão Ethernet, sendo necessário o encerramento da coleta para a transferência integral dos registros (Embrasul, 2024).

A instalação do equipamento foi realizada com a configuração trifásica estrela 5 fios (5F-4E-ES-GE), onde foi conectado um sensor de corrente e uma garra de tensão em cada fase, possibilitando o monitoramento individual das grandezas por fase. A Figura 12 ilustra essa configuração.

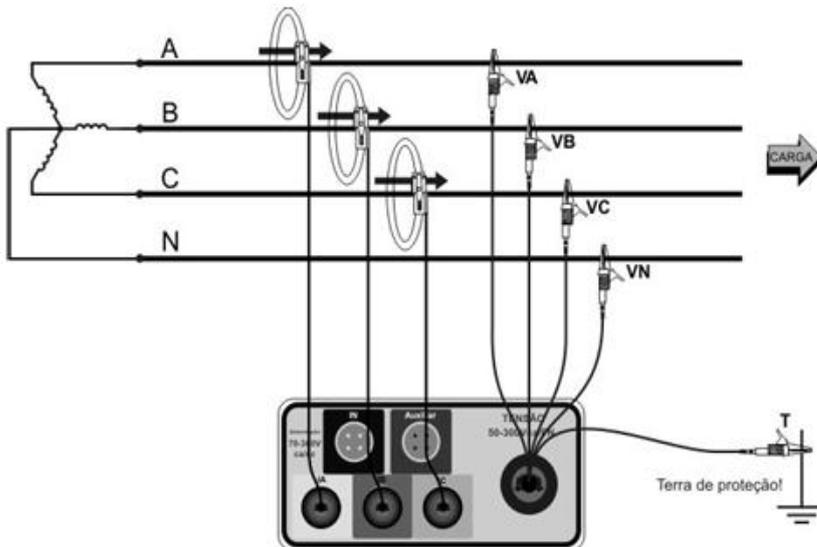
Figura 12 — Configuração de ligação trifásica estrela 5 fios (5f-4e-es-ge) para o analisador Embrasul RE7000.



Fonte: EMBRASUL (2024).

Em pontos de coleta onde não foi possível conectar ao condutor neutro individual do circuito para medição de corrente, foi adotada a configuração alternativa trifásica estrela 4 fios (4F-3E-ES-GE), apresentada na Figura 13.

Figura 13 — Configuração de ligação trifásica estrela 4 fios (4f-3e-es-ge) para o analisador Embrasul RE7000.



Fonte: O autor (2025).

Durante a instalação do analisador, priorizou-se o aterramento do equipamento como primeiro passo, conectando inicialmente a garra de tensão referente ao condutor de proteção (terra), com o objetivo de garantir equipotencialização e segurança. Em seguida, foram

conectados os demais sensores de corrente e garras de tensão. Ressalta-se que todos os sensores devem ser previamente ligados ao analisador antes da conexão ao sistema elétrico, como medida preventiva de segurança (Embrasul, 2024).

Posteriormente, foram configurados os parâmetros operacionais do equipamento, incluindo tensão nominal de operação, tempo de integração, habilitação dos registros de flutuação de tensão e medições harmônicas (quando aplicáveis). Também foram definidos os endereços IP para acesso remoto e exportação das medições.

Após a conclusão da coleta de dados, o analisador foi conectado à rede via cabo Ethernet para transferência dos registros ao sistema computacional, utilizando o software ANL7000. O equipamento conta com o módulo PRODIST da Embrasul instalado, o que possibilita a automação dos cálculos relacionados aos indicadores apresentados no Capítulo 3 deste trabalho. A Figura 14 apresenta a página inicial do software após a exportação dos dados.

Figura 14 — Página inicial do software utilizado para análise dos parâmetros de qualidade de energia, ANL7000, da empresa Embrasul.



Fonte: O autor (2025).

4.1.4 Coleta de dados

As coletas de dados foram realizadas entre os dias 24 de fevereiro e 27 de maio de 2025, abrangendo diferentes setores da indústria. As datas de início e término, bem como a duração e o tempo de integração de cada coleta, estão detalhadas no Quadro 6.

Quadro 6 — Local e período de coleta de dados de qualidade de energia com o analisado RE7000.

Local/ Setor	Data de início	Data final	Duração (horas)	Integração (minutos)
Transformador 02	Segunda-feira 24/02/2025 12:18:30	Segunda-feira 03/03/2025 13:03:54	168,7	15
Periféricos	Quarta-feira 23/04/2025 07:30:38	Quinta-feira 24/04/2025 07:50:38	24,3	15
Acabamento	Segunda-feira 05/05/2025 10:06:56	Quarta-feira 07/05/2025 12:06:56	48,5	15
Laminação e Impressão	Quarta-feira 07/05/2025 12:13:00	Segunda-feira 12/05/2025 07:58:00	115,5	15
Transformado 02	Terça-feira 13/05/2025 11:44:24	Quarta-feira 21/05/2025 06:54:24	187,16	10
Administrativo	Quinta-feira 22/05/2025 08:22:33	Sexta-feira 23/05/2025 10:12:33	25,8	10
Extrusão	Segunda-feira 26/05/2025 08:31:2025	Terça-feira 27/05/2025 09:51:59	25,3	10

Fonte: O autor (2025).

Ressalta-se que, embora a intenção inicial fosse realizar todas as coletas com tempo de integração de 10 minutos, houve uma falha de configuração do analisador durante a primeira medição, resultando em um intervalo de 15 minutos. Para fins de análise de fluxo de potência, essa diferença não compromete os resultados. No entanto, para o cálculo dos indicadores de qualidade da energia, conforme os critérios da Aneel (2021), esses dados não são válidos. Por esse motivo, foi realizada uma nova coleta de dados no secundário do transformador 02, desta vez com o tempo de integração corretamente ajustado para 10 minutos.

Com exceção da medição realizada no secundário do transformador 02 durante a primeira coleta de dados, na qual foram consideradas 168 horas de registros, nos demais setores foram utilizadas apenas as primeiras 24 horas de medição. Na Figura 15, é apresentada a instalação do analisador no circuito elétrico do secundário do transformador 02.

Figura 15 — Instalação do analisador de qualidade no secundário do transformador 02 para coleta do dia 13 a 31 de maio de 2025.



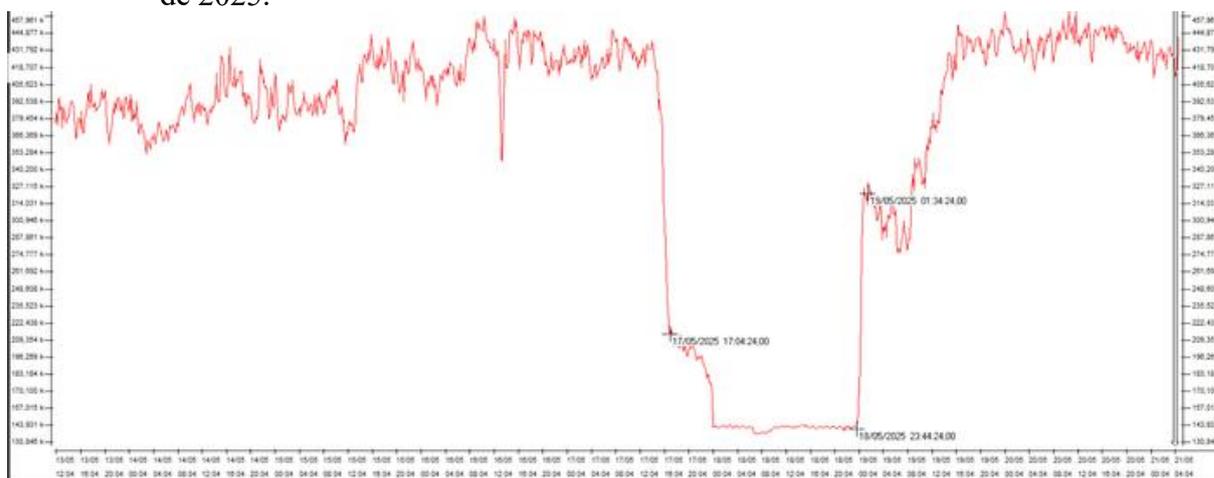
Fonte: O autor (2025).

Observa-se a instalação do analisador de qualidade de energia RE7000 no secundário do transformador 02, utilizada para a coleta de dados realizada entre os dias 24 de fevereiro e 03 de março de 2025. O posicionamento dos sensores de corrente foi feito entre o transformador e o disjuntor de proteção, uma vez que o acesso aos condutores nesse ponto é mais viável do que diretamente no barramento.

4.1.5 Comportamento da carga na indústria

Com a conclusão da coleta de dados, foi iniciada a avaliação do fluxo de potência na indústria em estudo. A análise teve início pela curva de consumo geral da planta, utilizando-se os dados obtidos no secundário do transformador 02, no período de 13 a 21 de maio de 2025, conforme ilustrado na Figura 16.

Figura 16 — Potência ativa no secundário do transformador 02 no período de 13 a 21 de maio de 2025.



Fonte: O autor (2025).

A curva em vermelho apresentada no Figura 16 representa a potência ativa fornecida pelo transformador 02, de modo que os valores registrados correspondem a uma parcela da potência total consumida na indústria.

Às 0h10 do dia 18 de maio de 2025, observa-se um aumento de aproximadamente 80% no consumo de potência ativa, em decorrência do início do primeiro turno da semana.

Cerca de uma hora e meia após o início do turno, verifica-se um novo aumento de cerca de 40% na curva de consumo, possivelmente associado ao setor de extrusão. Esse comportamento pode ser explicado pelo tempo necessário para que os conjuntos de resistências responsáveis pela fusão dos polímeros termoplásticos alcancem a temperatura de operação, o que normalmente leva entre 40 minutos e 1 hora e meia.

Após a estabilização térmica, entram em operação os motores das roscas das extrusoras, geralmente compostos por um motor de 100 kW e dois motores de 75 kW por máquina. Considerando que a indústria conta com cinco extrusoras, além de seus respectivos equipamentos periféricos, justifica-se o aumento adicional de 40% no consumo de potência ativa.

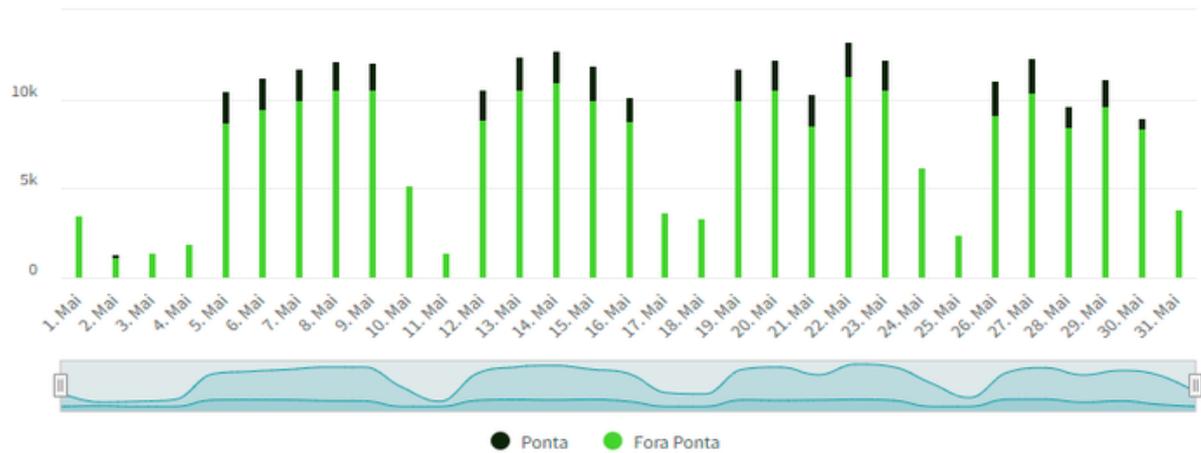
Com o setor de extrusão em plena operação, a planta entra em regime normal de produção, e as variações na curva de consumo passam a refletir trocas de turno, paradas programadas para manutenção ou limpeza, bem como entrada e saída de cargas que operam em turno administrativo.

A operação industrial é encerrada ao término do último turno de sábado, por volta das 16h00. No gráfico analisado, esse comportamento é observado no dia 17 de maio de 2025, entre 16h e 17h, quando o consumo é reduzido. Após esse horário, permanecem em operação apenas

cargas eletrônicas essenciais, como servidores, sistemas supervisórios e de controle, além de iluminação e cargas auxiliares.

Esse padrão de consumo é confirmado pela Figura 17, que apresenta o consumo mensal de energia ativa registrado em maio de 2025, conforme dados extraídos do sistema de telemetria da gestora de energia da indústria.

Figura 17 — Consumo de energia ativa no mês de maio de 2025 na indústria em estudo.



Fonte: O autor (2025).

No período analisado, o consumo total registrado foi de 263 MWh, sendo 230 MWh no horário fora de ponta e 33 MWh no horário de ponta. A demanda máxima registrada no mês foi de 753 kW, no dia 19 de maio de 2025.

Com o objetivo de dimensionar a representatividade da carga analisada em relação ao total da indústria, apresenta-se, na Tabela 2, o percentual da demanda máxima registrada em cada ponto de medição, considerando como referência a demanda máxima do período, de 820 kW, registrada em 7 de abril de 2025, conforme dados de telemetria fornecidos pela gestora de energia.

Tabela 2 — Demanda máxima (kW) registradas nos pontos analisados no período de 24 de fevereiro a 27 de maio de 2025.

Ponto	Demanda máxima por ponto (kW)	Participação na demanda total (%)	Percentual acumulado por setor (%)
Transformador 2	329	40%	-
Extrusão	271	33%	33%
Impressão e laminação	215	26%	59%
Periféricos	205	25%	85%
Acabamento	50	6%	90%
Administrativo	13	1%	92%

Fonte: O autor (2025).

Observa-se que os setores com maior demanda são, respectivamente, extrusão, impressão e laminação, e periféricos (onde se encontram os compressores e o sistema de secagem de ar), os quais concentram 85% da demanda total da indústria. Os setores com menor demanda registrada, acabamento e administrativo, representam, juntos, 8% da carga.

Vale ressaltar que o transformador 02 não foi considerado no percentual acumulado, pois é interpretado como ponto de suprimento de energia para a rede de baixa tensão, enquanto os setores representam os efetivos consumidores.

Nota-se que, neste estudo, foi analisado o equivalente a 92% da demanda total da indústria, correspondente a 754,4 kW. Isso indica que, embora não tenha sido possível realizar a coleta de dados no ponto de medição central, grande parte da carga foi devidamente avaliada. A parcela remanescente da carga não analisada refere-se, principalmente, a sistemas de climatização, como os circuitos de insufladores, listados no Quadro 5, ou a cargas não identificadas, como as da portaria, barracões de armazenamento, salas e escritórios auxiliares.

4.2 ANÁLISE DOS PRINCIPAIS INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA

Os dados coletados foram analisados quantitativamente com base nos seguintes parâmetros de qualidade da energia elétrica: variação de tensão em regime permanente, flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão, variações de tensão de curta duração, distorções harmônicas e fator de potência. Os valores obtidos foram comparados com os limites normativos vigentes, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021).

As eventuais não conformidades identificadas foram correlacionadas com os registros operacionais da planta industrial, possibilitando a identificação de possíveis causas associadas a cada distúrbio detectado.

4.2.1 Tensão em regime permanente

O primeiro parâmetro de qualidade da energia avaliado foi a tensão em regime permanente. Como descrito no Capítulo 3, para a avaliação dos níveis de tensão em regime permanente, deve-se, primeiramente, classificar os registros de tensão como adequados, precários ou críticos, conforme Quadro 1, considerando uma tensão de referência de 220 V, uma vez que esta é a tensão nominal da indústria em estudo entre fase e neutro. Em seguida, são determinados os indicadores: Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão

Precária (DRP), calculado pela Equação 1, e Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica (DRC), calculado pela Equação 2, ambos com base nos 1008 registros válidos.

Com o intuito de avaliar os níveis de tensão em regime permanente não apenas no secundário do transformador 02, onde foram aplicados os indicadores, mas também nos demais pontos de medição, foi utilizada a ferramenta de busca de valores máximos e mínimos do software ANL7000, cujos resultados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 — Tensões máximas, mínimas e média medidas nos pontos de estudo no período de 24 de fevereiro a 27 de maio de 2025.

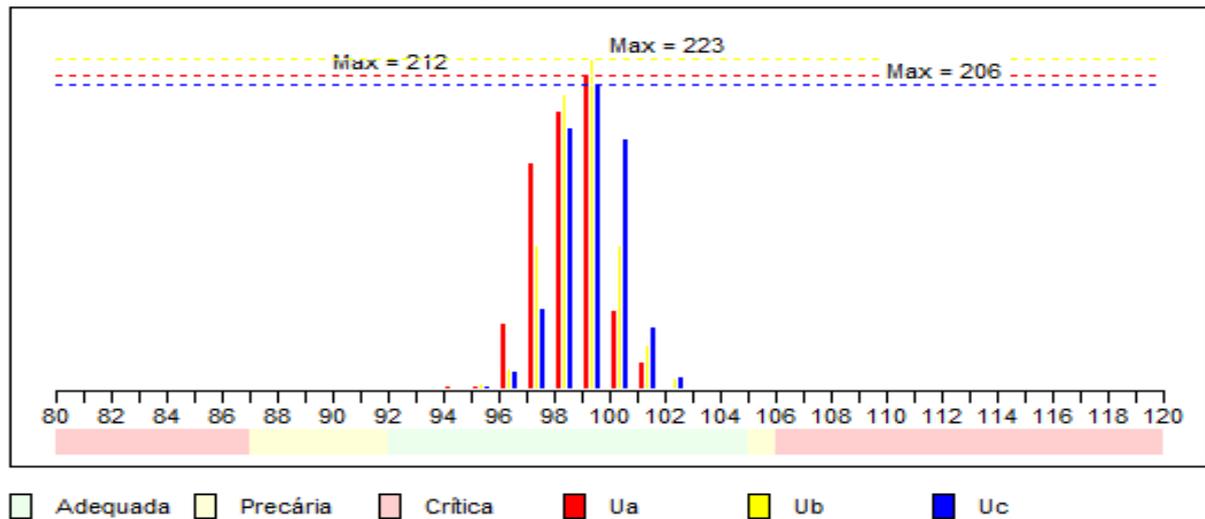
Local/ Setor	Umáx (V)	Fase	Umín (V)	Fase
Transformado 02 (1º medição)	226,4	C	208,5	A
Periféricos	219,8	C	209,6	A
Acabamento	219,9	C	211,3	A
Laminação e Impressão	223,9	C	210,9	A
Transformado 02 (2º medição)	226,2	C	208,5	A
Administrativo	220,6	C	211,9	A
Extrusão	220,5	C	211,37	A

Fonte: O autor (2025).

Observa-se que nenhum dos valores medidos ultrapassou os limites estabelecidos para a faixa de conformidade, definida entre 202 V e 231 V para uma tensão de referência de 220 V. O maior valor registrado foi de 226,4 V na fase C do transformador 02, o que era esperado, uma vez que este atua como a principal fonte de energia para o sistema de baixa tensão. O menor valor, de 208,5 V, foi registrado na fase A do mesmo transformador, durante a segunda medição, também situando-se acima do limite inferior estabelecido, mantendo-se, portanto, dentro da faixa de conformidade.

Adicionalmente, para a avaliação dos 1008 registros de tensão no secundário do transformador 02, foi gerado o histograma apresentado na Figura 18, em que cada barra representa a quantidade de registros por faixa percentual da tensão de referência, classificada conforme os critérios do Módulo 8 do PRODIST.

Figura 18 — Distribuição de tensão medido no secundário do transformador 02 no período de 13 a 20 de maio de 2025.



A análise da distribuição indica que os níveis de tensão permaneceram integralmente dentro da faixa classificada como adequada (zona verde), concentrando-se, principalmente, entre 96% e 102% da tensão de referência (entre 211,2 V e 224,4 V). O maior número de medições foi registrado no patamar de 99% da tensão de referência (aproximadamente 217,8 V), totalizando 223 registros na fase B, 212 na fase A e 206 na fase C.

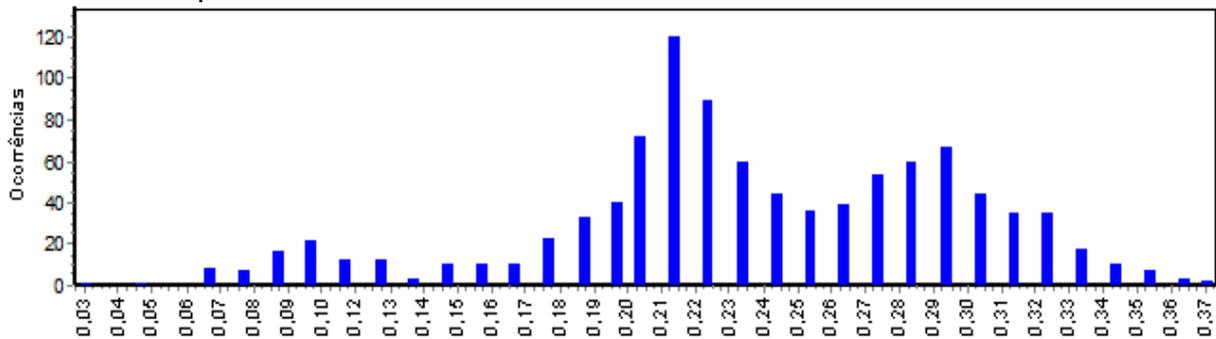
Tanto os valores máximos e mínimos apresentados na Tabela 3 quanto a distribuição dos registros no secundário do transformador 02 indicam que todos os níveis de tensão avaliados se mantiveram dentro da faixa considerada adequada, conforme estabelecido no Quadro 1. Dessa forma, os indicadores DRP e DRC assumem valor igual a zero, evidenciando que a planta industrial em estudo não apresenta não conformidades relacionadas à tensão em regime permanente.

4.2.2 Desequilíbrio de tensão

Conforme apresentado no Capítulo 3, o desequilíbrio de tensão refere-se à diferença percentual entre as amplitudes das tensões das fases de um sistema trifásico, sendo avaliado por meio do Fator de Desequilíbrio (FD), calculado pela razão percentual entre a componente negativa e a componente positiva da tensão trifásica, conforme Equações 3 e 4.

Para a avaliação desse parâmetro, foi gerado um histograma que apresenta as ocorrências acumuladas do fator de desequilíbrio calculado para cada um dos 1008 registros realizados no secundário do transformador 02, no período de 13/05/2025 a 20/05/2025, conforme ilustrado na Figura 19.

Figura 19 — Distribuição de desequilíbrio de tensão medido secundário do transformador 02 no período de 13 a 20 de maio de 2025.



Fonte: O autor (2025).

Observa-se que o desequilíbrio de tensão ocorre de forma recorrente, com maior concentração de registros na faixa de 0,21%, valor significativamente inferior ao limite normativo de 3% estabelecido para sistemas com tensão nominal inferior a 1 kV, conforme o Módulo 8 do PRODIST. Para complementar a análise, a Tabela 4 apresenta os dez maiores valores registrados durante o período monitorado.

Tabela 4 — Dez maiores valores de desequilíbrio de tensão calculados no secundário do transformador 02 no período de 13 a 20 de maio de 2025.

Data e hora	Valor (%)
18/05/2025 10:24	0,37
18/05/2025 11:14	0,37
13/05/2025 11:54	0,36
18/05/2025 11:44	0,36
18/05/2025 13:04	0,36
13/05/2025 12:14	0,35
14/05/2025 11:14	0,35
18/05/2025 09:04	0,35
18/05/2025 09:54	0,35
18/05/2025 10:54	0,35

Fonte: O autor (2025).

Os dados indicam que os maiores valores registrados de fator de desequilíbrio, o maior sendo 0,37%, estão aproximadamente 87% abaixo do limite normativo estabelecido pelo PRODIST, evidenciando que o ponto analisado não apresenta situação de não conformidade em relação a esse parâmetro.

4.2.3 Flutuação de tensão

O software ANL7000 realiza automaticamente o cálculo dos índices *Short-Term Flicker Severity* (PST) e *Long-Term Flicker Severity* (PLT). Ambos os índices calculados apresentaram

valor igual a 1,38 p.u. no percentil de 95%, ultrapassando o limite normativo de 1,0 p.u., o que evidencia a presença de distúrbios relacionados à flutuação de tensão no ponto monitorado.

Considerando a relação entre flutuação de tensão e o fenômeno de *flicker*, conforme descrito no Capítulo 2, seria usual realizar uma inspeção visual para verificar a ocorrência de cintilação luminosa. No entanto, o *flicker* é perceptível somente em sistemas de iluminação incandescente, fluorescente ou a vapor, cuja resposta é diretamente afetada por variações de tensão. Como a planta industrial em estudo utiliza sistemas de iluminação LED, cuja alimentação geralmente incorpora fontes eletrônicas com circuitos de filtragem, a percepção visual direta do *flicker* torna-se inviável (Starosta, 2012).

4.2.4 Variação de tensão de curta duração (VTCD)

Conforme apresentado no Capítulo 3, para avaliação das VTCDs, os eventos devem ser classificados por magnitude e duração e, posteriormente, deve-se calcular o Fator de Impacto (FI), conforme a metodologia estabelecida no Módulo 8 do PRODIST.

Na terça-feira, 25 de fevereiro de 2025, às 13:24:13, foi registrada uma Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD) no secundário do transformador 02, com magnitude de 0,0 p.u. e duração de 5,51 segundos, caracterizando-se, conforme Quadro 2, como uma Interrupção Temporária de Tensão (ITT).

Embora o PRODIST não estabeleça limite normativo para o FI em sistemas de baixa tensão (<2,3 kV), o cálculo foi realizado com base na metodologia prevista para sistemas de média tensão, com o objetivo de obter um valor de referência para análise comparativa. O limite de 1,0 p.u., definido para sistemas de média tensão, foi adotado apenas como parâmetro ilustrativo, sem aplicação normativa direta ao presente caso.

Considerando que apenas um evento de VTCD foi registrado durante o período de monitoramento, aplicou-se a forma simplificada da Equação 9. A magnitude e a duração do evento classificam-no na região F do Quadro 3, cujo fator de ponderação (f_{pond}), conforme Quadro 4, é de 0,36. Adotou-se FI(base) de 2,13, referente a sistemas de média tensão, por se tratar do valor mais próximo disponível para fins de comparação técnica, considerando que esse parâmetro tende a diminuir com o aumento da tensão nominal.

Aplicando a metodologia de cálculo para determinação do Fator de Impacto, conforme a Equação 9, obtém-se:

$$FI = \frac{0,36 * 1}{2,13} = 0,17 \text{ p. u.}$$

Comparando o valor obtido (0,17 p.u.) com o limite normativo de 1,0 p.u. estabelecido para média e alta tensão, observa-se que o FI registrado está substancialmente abaixo do valor de referência. Todavia, como a norma não especifica limites para VTCDs em sistemas de baixa tensão, não é possível afirmar que a planta industrial apresenta uma situação de criticidade sob o ponto de vista da severidade desse evento.

Concomitantemente ao evento de VTCD registrado em 25 de fevereiro de 2025, observou-se uma queda significativa na frequência elétrica do sistema, com valores inferiores a 57,5 Hz por um período superior a 5 segundos, atingindo um mínimo de 56,5 Hz durante 70 milissegundos.

Ressalta-se que a variação de frequência não foi um dos indicadores abordados no presente trabalho, por se tratar de um fenômeno de natureza sistêmica e permanente, determinado pela relação entre geração e carga no Sistema Interligado Nacional (SIN). Considerando a baixa representatividade da carga da planta industrial em relação ao SIN, não se identificou necessidade técnica para sua análise local. Por esse motivo, o tema não foi tratado nos Capítulos 2 e 3.

No entanto, no contexto específico do distúrbio observado, a variação de frequência está associada ao evento de VTCD. O Módulo 8 do PRODIST estabelece que, em situações de distúrbio, o sistema deve garantir o retorno da frequência à faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz no intervalo máximo de 30 segundos, de forma a permitir a recomposição do equilíbrio carga-geração. Sendo assim, a variação registrada não configura uma violação normativa, mas reforça a importância do monitoramento coordenado entre os parâmetros de tensão e frequência.

4.2.5 Fator de potência

Como apresentado no Capítulo 3, o fator de potência da instalação deve ser mantido entre 0,92 e 1,00, tanto no regime capacitivo quanto indutivo. Para esta análise, foi utilizada a função de busca de máximos e mínimos do software ANL7000, a fim de identificar os valores extremos registrados durante as medições. A classificação dos eventos em adequados ou inadequados foi realizada conforme os limites normativos, demonstrado na Tabela 5.

Tabela 5 — Três registros mais críticos de fator de potência encontrados durante a coleta de dados na indústria em estudo no período de 24 de fevereiro a 27 de maio de 2025.

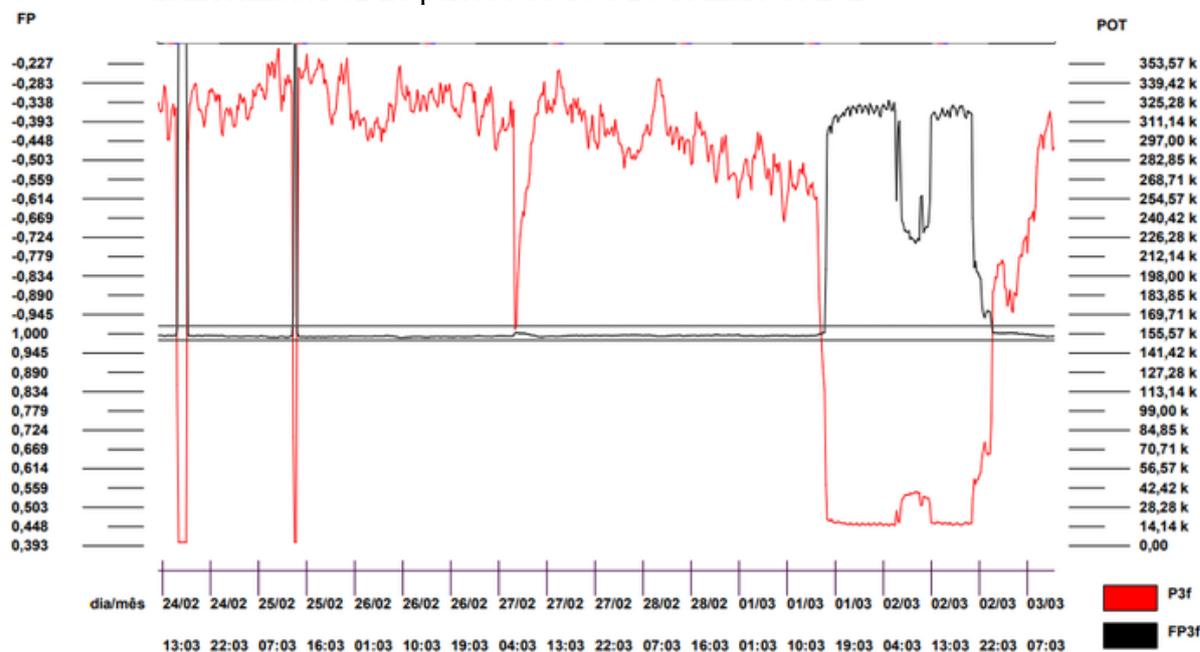
Local/ Setor	Data e hora	FP Trifásico	Classificação	Observação
Secundário do transformador 02	segunda-feira 24/02/2025 16:03	0,08 capacitivo	Inadequado	Carga alimentada pelos geradores
	segunda-feira 24/02/2025 13:48	0,08 capacitivo	Inadequado	Carga alimentada pelos geradores
	domingo 02/03/2025 09:33	0,37 capacitivo	Inadequado	Indústria parada
Impressão e laminação	Sábado 10/05/2025 23:28	0,94 indutivo	Adequado	-
	Sábado 10/05/2025 12:28	0,97 indutivo	Adequado	-
	domingo 10/05/2025 18:13	0,95 indutivo	Adequado	-
Setor de acabamento	segunda-feira 05/05/2025 16:21	0,98 indutivo	Adequado	-
	segunda-feira 05/05/2025 16:21	0,98 indutivo	Adequado	-
	terça-feira 06/05/2025 22:06	0,97 indutivo	Adequado	-
Setor de extrusão	terça-feira 27/05/2025 03:50	0,99 indutivo	Adequado	-
	terça-feira 27/05/2025 07:40	0,98 indutivo	Adequado	-
	terça-feira 27/05/2025 09:20	0,98 indutivo	Adequado	-
Periféricos	quarta-feira 23/04/2025 21:00:38	0,98 indutivo	Adequado	-
	quinta-feira 24/04/2025 05:00:38	0,99 indutivo	Adequado	-
	quinta-feira 23/04/2025 07:30:38	0,97 indutivo	Adequado	-
Administrativo	quinta-feira 22/05/2025 23:22	0,94 indutivo	Adequado	-
	sexta-feira 23/05/2025 01:52	0,95 indutivo	Adequado	-
	sexta-feira 23/05/2025 04:52	0,94 indutivo	Adequado	-

Fonte: O autor (2025).

Conforme apresentado, foram identificados três eventos com fator de potência inadequado, todos registrados no secundário do transformador 02. Em dois deles, a ocorrência está relacionada à operação com o sistema de motogeradores, resultando em excesso de potência reativa capacitiva. O terceiro evento ocorreu durante baixa demanda na indústria,

quando o consumo de potência ativa era reduzido. A Figura 20, evidencia visualmente esses eventos.

Figura 20 — Potência ativa trifásica (kW) vs. fator de potência medidos no secundário do transformador 02 no período de 13 a 20 de maio de 2025.



Fonte: O autor (2025).

No trecho correspondente aos dias 24/02 e 25/02, observam-se quedas significativas na curva de potência ativa (linha vermelha), enquanto a potência reativa capacitiva (linha preta) permanece elevada, resultando em um fator de potência de 0,08 capacitivo.

Esse comportamento decorre da presença de um banco de capacitores fixo instalado no barramento de paralelismo dos transformadores, antes da chave de transferência automática (QTA). Assim, o banco permanece ativo mesmo quando a carga está sendo alimentada pelos geradores, injetando potência reativa capacitiva na rede e gerando excedente reativo na medição de média tensão (13,8 kV).

Vale ressaltar que esta análise foi realizada no secundário dos transformadores, então parte da energia reativa capacitiva do banco de capacitores ainda é destinada à correção do fator de potência dos três transformadores, para então ser medida e faturada na rede de média tensão (13,8 kV).

O terceiro evento, registrado no sábado, 02/03/2025, está relacionado à operação com baixa carga, o que ocasiona um fator de potência inferior, ainda que não tão severo quanto nos dois primeiros casos. A potência ativa medida nesse período foi de aproximadamente 20 kW, insuficiente para absorver toda a potência reativa gerada pelos capacitores.

O banco de capacitores fixo atual possui potência instalada 237,4 kVAr, ilustrado na Figura 21.

Figura 21 — Banco de capacitores fixo instalado na indústria em estudo.



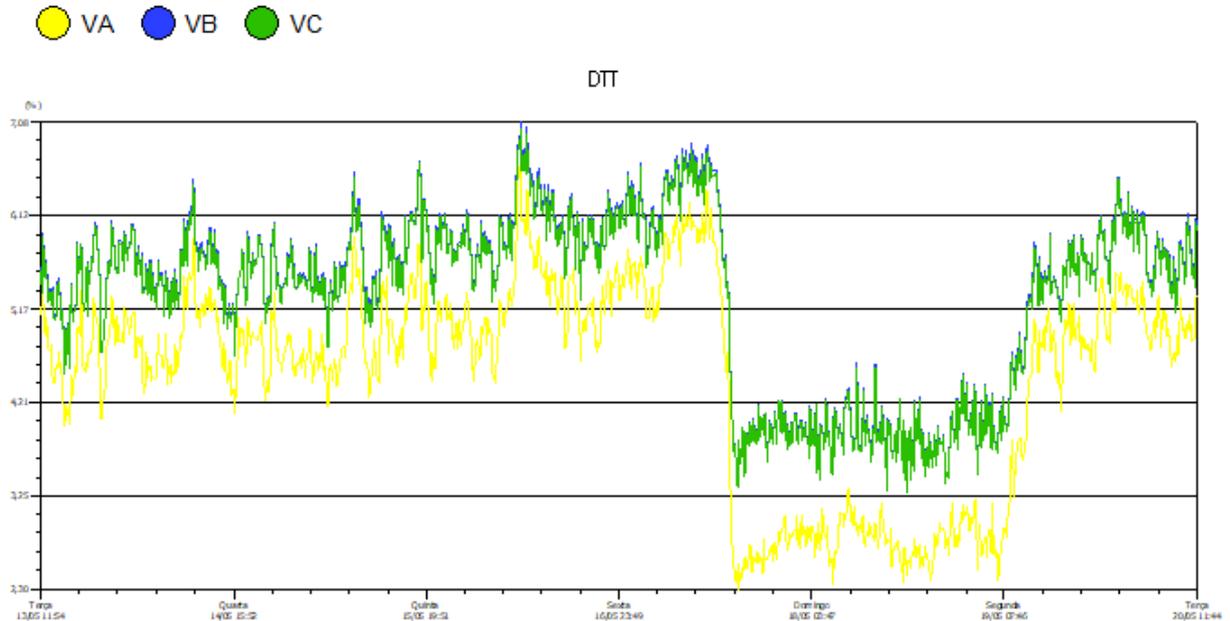
Fonte: O autor (2025).

O banco de capacitores original da indústria está instalado no painel elétrico à esquerda da figura. As demais unidades representadas são ampliações realizadas em função do aumento da carga instalada. Os últimos capacitores adicionados foram instalados em 2024, sendo três unidades de 30 kVAr: duas estão posicionadas à direita na Figura 21, e o terceiro encontra-se no quadro de distribuição do setor de periféricos.

4.2.6 Distorções harmônicas

A Figura 22 apresenta os níveis de Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) medidos nas três fases no secundário do transformador 02, no período de 13 a 20 de maio de 2025.

Figura 22 — Distorção harmônica total de tensão (DTT) medido no secundário do transformador 02 no período de 13 a 20 de maio de 2025.

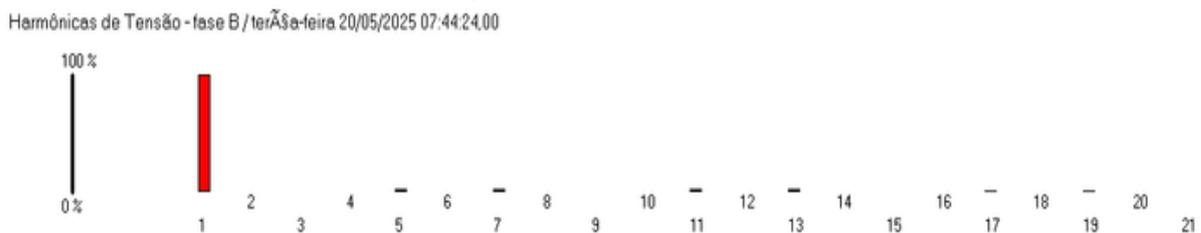


Fonte: O autor (2025).

Observa-se que os níveis de DTT variaram, durante o período de operação da indústria, entre 4,9% e 7%. Este comportamento indica que a presença de equipamentos eletrônicos embarcados nas máquinas é a principal responsável pelo aumento da distorção harmônica no sistema. Durante os finais de semana, quando a carga da planta é reduzida, os níveis de DTT diminuem para a faixa entre 3,25% e 5%, especialmente na fase A, que apresentou quedas pontuais para valores inferiores a 3,25%.

Utilizando a funcionalidade de decomposição espectral via Transformada de Fourier do software ANL7000, foi realizada uma análise específica para a fase B, que apresentou os maiores índices de distorção conforme Figura 23.

Figura 23 — Decomposição espectral da 2ª a 21ª harmônica na fase B medidas no secundário do transformador 02 no período de 13 a 21 de maio de 2025.



Fonte: O autor (2025).

Verifica-se a predominância dos harmônicos de 5ª, 7ª, 11ª e 13ª ordens, configurando um padrão típico de distorção em instalações com elevada presença de cargas eletrônicas não

lineares. Devido à limitação do software, os valores absolutos das componentes harmônicas não foram diretamente disponibilizados.

Para a avaliação dos indicadores estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST, os dados de distorção harmônica foram exportados no formato Excel (.xlsx), com os valores expressos em percentual da tensão fundamental, o que dispensa a conversão manual, conforme equações apresentadas no Capítulo 3.

Com base nos dados exportados, foi utilizado um *script* em linguagem *Python* (Apêndice B), desenvolvido no *software Visual Studio Code*, para cálculo dos indicadores de distorção para percentil de 95%, conforme Equações 10 a 13. Os resultados são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 — Comparação entre os limites normativos e os indicadores de distorção harmônica calculados por fase no secundário do transformador 02, período analisado de 13 a 20 de maio de 2025.

Indicador	Limite PRODIST (%)	Fase A	Fase B	Fase C
DTT95%	10	6,29	6,71	6,29
DTTp95%	2,5	2,31	2,31	2,09
DTTi95%	7,5	5,79	5,79	4,41
DTT395%	6,5	1,94	2,15	1,95

Fonte: O autor (2025).

Os resultados demonstram que todos os indicadores se encontram dentro dos limites normativos estabelecidos. Assim, embora o sistema apresente flutuações nos níveis de DTT, como ilustrado na Figura 22, os índices consolidados estão em conformidade com os critérios técnicos e regulatórios.

5 ANÁLISE DOS IMPACTOS DA QUALIDADE DE ENERGIA E SOLUÇÕES

Este capítulo tem como objetivo avaliar os indicadores de qualidade de energia elétrica que apresentaram valores fora dos limites estabelecidos pelas normas técnicas, conforme identificado no Capítulo 4. A abordagem adotada contempla a análise dos impactos operacionais, a proposição de soluções técnicas e a avaliação da viabilidade de mitigação dos distúrbios elétricos observados.

Inicialmente, apresenta-se a Tabela 7 com o resumo dos parâmetros monitorados, seus respectivos valores medidos e os limites normativos estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST. Em seguida, os indicadores que excederam os padrões de conformidade são discutidos individualmente, considerando suas causas prováveis, efeitos sobre os sistemas da planta industrial e alternativas de correção ou adequação.

Tabela 7 — Indicadores de qualidade de energia elétrica medidos no período de 24 de fevereiro a 27 de maio de 2025 e respectivos limites normativos.

Parâmetro	Indicador	Valor	Limite PRODIST
Tensão em regime permanente	DRP	0	3%
	DRC	0	0,5%
Desequilíbrio de tensão	FD	0,37%	3%
Flutuação de tensão	PST95%	1,38 p.u.	1,0 p.u.
	DTT395%	PSL95%	1,38 p.u.
Variação de tensão de curta duração VTCD	FI	0,17 p.u.	-
Fator de potência	-	-0,08 < FP < 0,92	-0,92 < FP < 0,92
Distorções harmônicas	DTT95%	6,71% (Fase B)	10%
	DTTp95%	2,31% (Fase B)	2,5%
	DTTi95%	5,79% (Fase B)	7,5%
	DTT395%	2,15% (Fase B)	6,5%

Fonte: O autor (2025).

Conforme apresentado na Tabela 7, os indicadores que apresentam valores em situação de não conformidade com os limites estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST são os níveis de flutuação de tensão e o fator de potência.

5.1 POSSÍVEIS CAUSAS E TECNOLOGIAS PARA MITIGAÇÃO DE FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

Conforme apresentado na Tabela 7, os níveis de flutuação de tensão ultrapassaram em 28% o limite permitido. No entanto, conforme discutido no Capítulo 4, não foi tecnicamente viável realizar uma inspeção visual dos efeitos associados a esse distúrbio, pois a planta industrial utiliza exclusivamente sistemas de iluminação em LED, cujas fontes eletrônicas tendem a atenuar a percepção da flutuação de tensão. Adicionalmente, outros efeitos comumente observáveis, como variações momentâneas na velocidade de motores durante a entrada ou saída de grandes cargas, também não foram identificados, devido à extensão da instalação.

Durante entrevistas com o setor de manutenção, foram relatadas perdas de pacotes de dados e interferências nos sistemas de comunicação entre equipamentos e na intranet corporativa. Tais efeitos podem estar relacionados à flutuação de tensão, embora não se possa descartar a influência de distorções harmônicas, ruídos eletromagnéticos ou falhas no sistema de aterramento e cabeamento.

Para a caracterização precisa dos impactos associados ao fenômeno, recomenda-se a realização de um estudo específico sobre flutuação de tensão na planta industrial, com base na metodologia da norma IEC 61000-4-15, conforme sugerido por Melo (2022).

Paulilo (2013) aponta que máquinas laminadoras, especialmente na indústria siderúrgica, e equipamentos de solda a arco são fontes típicas de flutuação de tensão. Embora a planta analisada não atue no segmento siderúrgico, ela possui cinco máquinas laminadoras que operam sob o mesmo princípio de funcionamento, configurando-se como potenciais fontes do distúrbio observado.

O mesmo se aplica aos equipamentos de solda a arco. Apesar de sua utilização estar restrita ao setor de caldeiraria, voltado à manutenção interna, há um equipamento relevante no processo de extrusão com princípio de funcionamento semelhante: o sistema de tratamento corona. Neste processo, um eletrodo de até 1,5 metro gera um arco elétrico para modificar as propriedades superficiais do filme extrusado, promovendo a aderência da tinta na etapa de impressão, conforme descrito no Capítulo 4. Apesar de o arco manter-se relativamente estável durante a operação contínua, o sistema deve ser considerado como possível fonte de flutuação de tensão.

Entre as possíveis soluções técnicas, Melo (2022) apresenta o uso de compensadores dinâmicos em paralelo ao circuito, baseados em máquinas síncronas controladas para modular

o fluxo de potência reativa injetada na rede. Também é possível adotar compensadores estáticos compostos por capacitores associados a indutores. Silva (2016), por sua vez, propõe o uso de compensadores em série com indutância negativa, cuja principal vantagem é a mitigação de ressonâncias harmônicas – fator relevante no contexto da planta industrial estudada. Esse sistema opera com conversores multiníveis instalados em série com a carga, manipulando a variação de tensão causada pela flutuação. No entanto, observa-se o equipamento deve conduzir toda a corrente da carga, por consequência o custo de implantação pode ser elevado. Portanto, subintende-se que sua aplicação é mais indicada para fontes específicas de flutuação com alto impacto no sistema.

5.2 GESTÃO DA ENERGIA REATIVA: IMPACTOS ECONÔMICOS E ALTERNATIVAS TÉCNICAS

Conforme apresentado no Capítulo 4 e na Tabela 7, a indústria em estudo apresenta problemas relacionados ao fator de potência durante períodos de baixa carga. Essas condições podem resultar em penalidades por excedente reativo nas faturas de energia elétrica, conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL n.º 1.000/2021, Art. 304. Com o objetivo de quantificar esse impacto, foi realizado o levantamento dos valores cobrados por excedente reativo no período de janeiro a dezembro de 2024, conforme apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 — Custos na fatura de energia da indústria com reativo excedente entre janeiro a dezembro de 2024.

Mês/ ano	Excedente reativo (UN)	Valor (R\$)
Jan/ 24	2.582,20	1.058,56
Fev/ 24	1.528,60	626,64
Mar/ 24	485,95	198,82
Abr/ 24	654,63	268,36
Mai/ 24	784,36	329,93
Jun/ 24	1.666,66	706,57
Jul/ 24	1.319,25	559,28
Ago/ 24	1.172,98	497,27
Set/ 24	1.020,72	432,72
Out/ 24	1.436,50	604,23
Nov/ 24	667,32	276,02
Dez/ 24	271,00	114,88
Média	1.132,44	472,77
Total	13.589,22	5.673,28

Fonte: O autor (2025).

Observa-se que o valor médio mensal referente à cobrança por excedente reativo foi de R\$ 472,77, o que motivou a empresa a estudar a viabilidade de automatizar o banco de capacitores fixo de 237,4 kVAr, ilustrado na Figura 21. Cabe destacar que o projeto de dimensionamento desse banco, incluindo a definição da potência instalada e a localização dos equipamentos, foi elaborado anteriormente em outro estudo técnico, não integrando o escopo do presente trabalho. A análise atual contempla os dados operacionais, os impactos econômicos e a viabilidade financeira da proposta de automatização.

Embora os indicadores de distorção harmônica apresentados na Tabela 7 estejam dentro dos limites estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST, é importante considerar o cenário evolutivo da planta industrial. A contínua substituição de máquinas e equipamentos antigos por tecnologias mais eficientes, com maior nível de eletrônica embarcada, tende a elevar os níveis de distorções harmônicas no sistema.

Nesse contexto, o banco fixo atualmente instalado pode atuar como elemento de ressonância, amplificando os níveis de distorção harmônica da planta. Segundo WEG (n.d.), bancos de capacitores podem atuar como amplificadores em instalações com elevados índices de harmônicos. Diante disso, a adequação do banco de capacitores por meio da inserção de indutores de dessintonia em série com os capacitores, com o objetivo de alterar a frequência de ressonância natural do sistema, configura-se como uma alternativa técnica recomendada. Tal solução, além de mitigar o risco de agravamento dos índices de distorção com a inserção de novas cargas, pode também contribuir para a redução dos níveis de distorção já existentes.

Todavia, a substituição integral do banco fixo por um sistema dessintonizado, composto por capacitores com capacidade de suportar sobretensões e indutores de dessintonia, revelou-se economicamente inviável. O custo total estimado do sistema seria de aproximadamente R\$ 80.000,00, considerando que os equipamentos atuais não podem ser reaproveitados, devido à elevação da tensão nos capacitores causada pela inserção dos indutores. O *Payback* Descontado, considerando apenas os ganhos advindos da correção do fator de potência, foi calculado em 13 anos, o que compromete a viabilidade do investimento.

Diante disso, uma alternativa mais adequada ao contexto atual da indústria consiste na automatização do banco existente, com preparação para uma transição gradual para o modelo dessintonizado. Essa estratégia prevê a substituição progressiva dos capacitores atuais por conjuntos capacitores-indutores, conforme o fim da vida útil dos equipamentos em operação. Para isso, o barramento e os demais elementos do sistema devem ser projetados considerando as características de funcionamento com indutores de dessintonia, permitindo a futura conversão sem necessidade de reconstrução da infraestrutura elétrica.

Considerando as características da instalação, o projeto previu dois subsistemas de compensação: um banco fixo para correção em vazio dos transformadores e um banco automático, a ser instalado após o Quadro de Transferência Automática (QTA), com o objetivo de ajustar dinamicamente o fator de potência da planta industrial em função das variações de carga.

A empresa já dispõe da maior parte dos componentes físicos necessários, como disjuntores, contatores com resistores de pré-carga, quadro elétrico, barramentos, terminais e transformadores de corrente. O custo estimado para aquisição do controlador de fator de potência e dos itens complementares é de R\$ 8.350,00. Considerando uma taxa Selic de 1,25% ao mês (equivalente a 15% ao ano), foi calculado um *Payback* Descontado de 18 meses, caracterizando o investimento como economicamente viável.

No momento do presente trabalho, os itens encontram-se em processo de aquisição, com previsão de conclusão da adequação até dezembro de 2025. A mão de obra necessária para a instalação não foi incluída no orçamento, uma vez que será executada pela equipe de manutenção da própria empresa.

Vale destacar que os valores apresentados não contemplam os custos associados à substituição dos capacitores atuais por conjuntos capacitores-indutores, caso seja adotada futuramente a estratégia de dessintonia para mitigação de distorções harmônicas.

5.3 CORRELAÇÃO ENTRE EVENTOS DE QUALIDADE DE ENERGIA E PERDAS POR APARAS

Este tópico aborda a correlação entre distúrbios na qualidade da energia elétrica, com ênfase nas Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs) e/ou interrupções, e a geração de aparas no processo industrial. Para isso, foram analisados os registros internos diários de eventos de energia da planta industrial, compreendidos entre janeiro de 2020 e maio de 2025. Os eventos foram classificados conforme sua duração e confrontados com os registros de aparas associadas a falhas atribuídas à concessionária. O objetivo da análise é quantificar o impacto econômico desses distúrbios na produção.

Destaca-se que, por se tratar de informação sensível para a empresa, os custos relacionados à geração de aparas não são apresentados em valores absolutos, mas sim em percentual relativo à fatura média mensal de energia da planta.

No contexto da indústria em estudo, a “apara” é definida como qualquer produto fabricado, seja ele semiacabado ou finalizado, que não atenda às especificações exigidas pelo

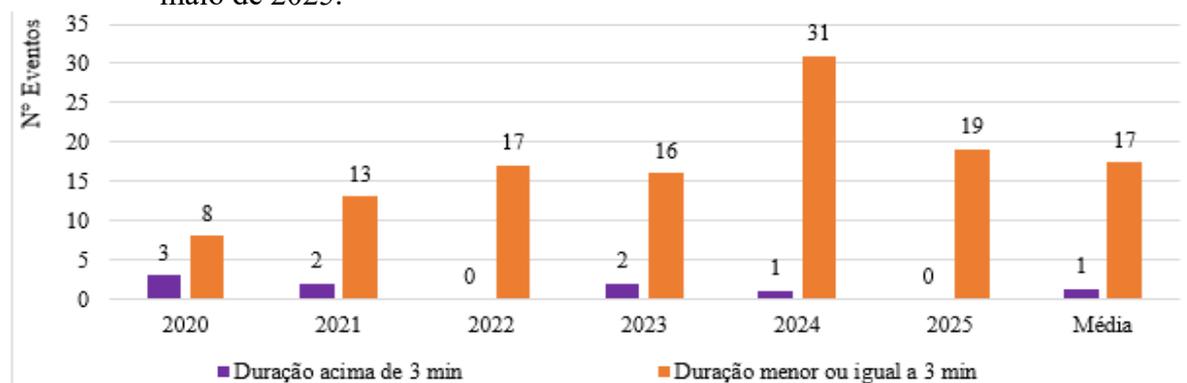
cliente e, portanto, deve ser retirado da linha de produção e encaminhado para trituração e reaproveitamento interno.

As máquinas que operam com alta precisão e velocidade são especialmente suscetíveis a variações de energia de curta duração, podendo sofrer falhas em seus controladores lógicos programáveis (CLPs). Essas falhas geram paradas repentinas, levam a retirada de produtos não conformes e aumentam o tempo de configuração dos sistemas, de forma que resultam em perda de produtividade e aumento no consumo energético.

A empresa mantém um sistema interno de registro de eventos: sempre que múltiplas máquinas entram simultaneamente em falha por distúrbios de energia, a ocorrência é comunicada à portaria, onde é anotada a data e hora do evento. Posteriormente, realiza-se contato com a concessionária para esclarecimentos e emissão de protocolo de atendimento. Apesar de este procedimento não diferenciar falhas internas das externas, ele demonstra a relevância do tema no ambiente corporativo.

Na Figura 24 são apresentados os eventos registrados no período analisado, segmentados por duração. Considerando que as VTCDs, conforme a definição do Módulo 8 do PRODIST, podem ocorrer por até 3 minutos, os eventos foram classificados em: (i) possíveis VTCDs (≤ 3 minutos) e (ii) interrupções de energia (>3 minutos).

Figura 24 — Eventos de energia registrados pela portaria da empresa de janeiro de 2020 a maio de 2025.



Fonte: O autor (2025).

Verifica-se um aumento de 36% no número total de eventos em 2024 em relação à média dos anos anteriores, ainda que o número de interrupções tenha apresentado tendência de queda. Com 19 eventos já registrados até maio de 2025, estima-se a projeção de aproximadamente 45 eventos até o final do ano – dentre as hipóteses que podem justificar esse aumento, destacam-se:

- a. Aumento da carga alimentada pela distribuidora no circuito de 13,8 kV da indústria, próximo ao limite técnico do sistema;

- b. Sobrecarga ou degradação da subestação local, a qual passou por obras de ampliação em 2024;
- c. Ausência de manutenção adequada na rede da concessionária ou na infraestrutura interna;
- d. Condições climáticas adversas, conforme o INMET (2025), que indicou 2024 como o ano mais quente desde 1961.

Embora estes fatores não possam ser confirmados isoladamente, sua atuação conjunta pode justificar o crescimento observado no número de eventos.

A correlação com os lançamentos de aparas foi realizada com base nas datas dos registros de falha. O processo de registro é iniciado automaticamente pelo sistema supervisor ao detectar parada por falha de energia. As aparas geradas são coletadas, identificadas, pesadas e lançadas no sistema de apontamento da empresa. Considerando o tempo necessário para esse processo, foram analisados os lançamentos até 48 horas após cada evento registrado.

Cabe ressaltar que não foram considerados os valores totais de aparas lançadas anualmente por falha de energia, uma vez que até o primeiro semestre de 2024 a gerência identificava inconsistências no apontamento. Portanto, o cruzamento diário das informações foi fundamental para evitar distorções nos resultados.

Segue, na Tabela 9, informações de aparas gerada por motivos de falha de energia após cruzamento de dados com datas de eventos de energia registrados pela empresa.

Tabela 9 — Lançamento de aparas por motivo de falha de energia da concessionária de janeiro de 2020 a maio de 2025.

Ano	Aparas lançadas (kg)
2020	3.217,9
2021	3.229,5
2022	2.432,7
2023	3.257,0
2024	6.463,9
2025	4.382,3
Média	4.240,5
Total	22.983,3

Fonte: O autor (2025).

Observa-se a média anual de 4.240,5 kg de aparas atribuídas a eventos de energia. O ano de 2024 foi particularmente expressivo, com aumento de 47% em relação à média dos anos anteriores. Como 2025 ainda não está completo, foi considerada uma base de 5,42 anos para o cálculo da média. Não foi possível quantificar as perdas por geração de aparas decorrentes de interrupções no fornecimento de energia elétrica por setor, uma vez que esse registro não é

realizado pelos operadores das máquinas. No entanto, estima-se que os setores com maior volume de aparas sejam, respectivamente: extrusão, devido à elevada sensibilidade da operação; impressão, em função da alta velocidade dos equipamentos; e o setor de acabamento.

Com base no volume médio anual de aparas e no custo médio por quilograma, que considera energia, mão de obra, matéria-prima e descarte, foi calculado um impacto econômico adicional estimado em 7,95% do valor médio anual da fatura de energia elétrica da planta.

5.3.1 Sistema de Monitoramento para Registro Automatizado de VTCDs e Interrupções de Energia

Verificou-se que o processo de registro de eventos adotado pela empresa é feito de forma manual, o que impõe limitações quanto à classificação, precisão na duração dos eventos e possibilidade de falhas de registro. Tais imprecisões comprometem a correta atribuição dos custos associados às ocorrências de distúrbios elétricos.

Com o objetivo de automatizar o processo de detecção e classificação de fenômenos como Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs) e interrupções de energia, foi desenvolvido, paralelamente ao presente estudo, um sistema de monitoramento, ilustrado na Figura 25. Esse sistema será instalado no barramento de paralelismo dos transformadores, antes do Quadro de Transferência Automática (QTA), pois o objetivo é captar exclusivamente os eventos oriundos da distribuidora, de modo a permitir a apuração de custos específicos.

Figura 25 – Sistema de monitoramento desenvolvido para identificação automática de eventos de energia.



Fonte: O autor (2025).

O sistema foi construído com base na plataforma ESP8266, utilizando dois sensores de tensão conectados por meio de optoacopladores às entradas digitais do microcontrolador. Como foram utilizados materiais previamente disponíveis na planta industrial, não foi possível implementar sensores para as três fases. Assim, inicialmente, o monitoramento será realizado apenas nas fases A e B, com a possibilidade de expansão para a fase C em etapas futuras.

A lógica do sistema permite o registro de quedas de tensão com duração mínima de 1 milissegundo, embora, devido às limitações do ambiente de programação, não seja possível distinguir eventos entre 1 e 20 ms. Essa limitação, no entanto, não compromete os objetivos do projeto, uma vez que o Módulo 8 do PRODIST considera o menor evento de VTCD a partir de um ciclo (cerca de 16,7 ms em 60 Hz) a três segundos.

Para assegurar o funcionamento contínuo do sistema, mesmo em situações de distúrbio prolongado, foi implementada uma fonte de alimentação redundante em 3,3 V, composta por uma fonte associada a um *power bank*. Essa configuração garante a autonomia energética do dispositivo durante interrupções.

Também foram adotadas medidas para evitar inconsistências em função da perda de rede de dados, falhas no envio ou na sincronização de data e hora. A exportação dos dados ocorre uma vez por dia, por meio da integração de um banco de dados em formato .csv com um servidor no Telegram, utilizando a plataforma Node-RED. Está prevista, para etapas futuras, a criação de um dashboard para visualização em tempo real dos eventos registrados, além da integração com o sistema interno de lançamento de aparas, possibilitando a correlação direta entre falhas e custos produtivos.

No momento de elaboração deste trabalho, o sistema encontra-se em fase de instalação, com previsão de finalização dos testes e ativação do dashboard até setembro de 2025.

Por fim, destaca-se que, por não integrar o escopo principal deste estudo, voltado à análise dos parâmetros de qualidade de energia, não são abordados neste capítulo os detalhes construtivos, especificações técnicas dos componentes, códigos de programação ou processos de integração. O custo total estimado do sistema, até o momento, é de aproximadamente R\$ 480,00, sendo esse valor relativo, já que a maior parte dos componentes utilizados já estava disponível na planta.

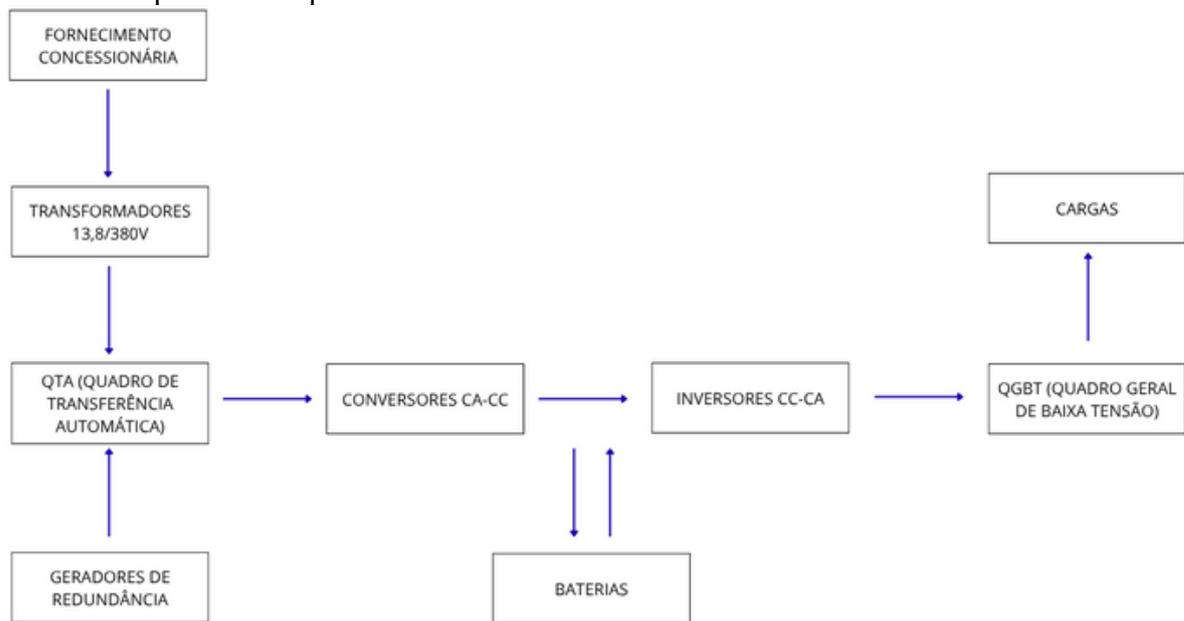
5.3.2 Aplicação de um sistema BESS para controle de distúrbios de qualidade de energia

O impacto dos eventos na geração de aparas já era de conhecimento da empresa, o que levou, ainda em 2016, à elaboração de um orçamento para instalação de um sistema de estabilização de energia do tipo dupla conversão para o setor de extrusão. Todavia, a proposta

não se mostrou atrativa, uma vez que apresentou um tempo de retorno (*payback* simples) estimado em 12 anos.

No período de elaboração deste trabalho (primeiro semestre de 2025), foi iniciada uma nova cotação para aquisição de um Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS). Diferentemente da proposta anterior, o sistema avaliado atualmente tem como finalidade a mitigação de distúrbios elétricos provenientes da rede de distribuição da concessionária. Para isso, foi projetada a topologia de dupla conversão, conforme ilustrado na Figura 26.

Figura 26 — Representação da topologia e ponto de inserção do sistema BESS no fluxo de potência da planta industrial.



Fonte: O autor (2025).

Embora o sistema BESS tenha como finalidade principal a estabilização das cargas críticas, como os setores de extrusão, laminação, impressão, periféricos e os servidores, devido à necessidade de reformas no Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) para segmentação das cargas não críticas, à limitação de espaço físico na cabine de rebaixamento e ao fato de o setor de acabamento e outras áreas não prioritárias possuírem baixa carga instalada, optou-se o desenvolvimento da proposta de instalação do sistema geral da planta.

Como os custos e as especificações técnicas do sistema cotado são considerados sigilos comerciais pelos fabricantes, utilizou-se como referência os valores médios apresentados no Capítulo 2, oscilando entre R\$ 1 milhão e R\$ 1,50 milhão por megawatt-hora (MWh) de capacidade instalada (Medeiros, 2025).

Conforme detalhado no Capítulo 3, a autonomia do sistema pode ser calculada pelo produto entre potência consumida e tempo de operação. Considerando que a coleta de dados no secundário do transformador 02 não contempla a carga total da planta, optou-se por basear a análise nas demandas registradas nas faturas mensais de energia elétrica do ano de 2024, conforme Tabela 10.

Tabela 10 — Demandas registradas nas faturas mensais da concessionária entre janeiro e dezembro de 2024.

Mês/ ano	Demanda ponta (kW)	Demanda fora ponta (kW)
jan/24	921,29	988,24
fev/24	953,89	1.045,69
mar/24	1.061,30	1.085,70
abr/24	1.046,34	1.099,45
mai/24	1.010,67	1.020,94
jun/24	994,04	1.039,02
jul/24	974,00	1.017,16
ago/24	868,26	910,42
set/24	1.037,92	1.082,69
out/24	1.005,57	1.058,97
nov/24	998,72	1.077,56
dez/24	982,22	1.083,95
Máximo	1.061,30	1.099,45

Fonte: O autor (2025).

Embora utilizar a potência máxima medida possa superdimensionar o banco, a potência nominal dos inversores precisa obrigatoriamente suportar esse valor, pois em cenários de pico toda a energia passará pelo sistema. Todavia, como o foco desta análise é o custo total de implantação, a potência dos inversores não será tratada em profundidade, sendo as informações de demanda, suficientes para o dimensionamento do sistema de armazenamento.

A análise financeira considerou três cenários distintos de autonomia para o banco de baterias: 15 minutos (0,25 h), 30 minutos (0,5 h) e 1 hora. Essa abordagem visa avaliar o custo-benefício de diferentes níveis de capacidade de fornecimento em caso de distúrbios de curta duração. A escolha dos períodos foi fundamentada no fato de que os motogeradores da planta entram em operação em até dois minutos após a falha, permitindo que o sistema BESS atue como solução de transição, filtrando os distúrbios sem a necessidade de manter o fornecimento por períodos prolongados. Com isso, a análise prioriza soluções com menor custo de investimento inicial e retorno mais atrativo.

Com base na demanda máxima registrada (1.099,45 kW, em abril de 2024), foi aplicada a Equação 15 e 16 (com fator de descarga de 0,90) e o valor médio de R\$ 1,25 milhão por

MWh. Considerando ainda a expansão prevista na planta, com adição de máquinas no setor de acabamento e substituições por equipamentos de maior porte no setor de impressão, adotou-se um fator de segurança de 20% sobre a potência estimada. A Tabela 11 apresenta os resultados financeiros para três cenários distintos de autonomia.

Tabela 11 — Cenários comparativos de viabilidade econômica para implantação de sistema BESS.

Potência do banco (kW)	Autonomia (h)	Investimento (R\$)	<i>Payback</i> Descontado
1465,93	1	1.979.010,00	12 anos e 3 meses
732,96	0,5	989.505,00	6 anos
366,48	0,25	494.752,50	3 anos

Fonte: O autor (2025).

Verifica-se que, mesmo com custos estimados, a existência de motogeradores na planta reduz significativamente a necessidade de autonomia prolongada, o que diminui o investimento necessário. Em plantas que não dispõem desse recurso, o custo para manter a operação durante 1 hora seria aproximadamente 300% maior em relação a uma solução de 15 minutos.

Por fim, o sistema com autonomia de 15 minutos se apresenta como uma solução tecnicamente eficaz e economicamente viável para a mitigação dos distúrbios de qualidade de energia, especialmente quando associado à infraestrutura de motogeradores já instalada na planta.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo avaliar os principais indicadores de qualidade de energia elétrica em uma indústria de embalagens flexíveis, com foco na caracterização dos distúrbios elétricos presentes na planta e na proposição de soluções técnicas para mitigação de impactos operacionais.

A partir das medições realizadas com um analisador de qualidade de energia, foi possível determinar parâmetros como tensão em regime permanente, flutuação e desequilíbrio de tensão, variações de tensão de curta duração (VTCDs), fator de potência e distorções harmônicas. Constatou-se que a planta apresentava fator de potência capacitivo em períodos de baixa demanda, especialmente durante o horário noturno e aos finais de semana, o que resultou em um acréscimo anual de R\$ 5.673,28 por exceder os limites contratuais estabelecidos pela concessionária. Como alternativa de correção, foi avaliada a viabilidade econômica da automatização do banco de capacitores fixo existente, considerando sua preparação para uma transição gradual para um sistema com indutores de dessintonia, de modo a mitigar problemas futuros com harmônicos. O custo estimado para a implementação foi de R\$ 8.350,00, com tempo de retorno (*payback* descontado) de aproximadamente 18 meses, considerando a economia obtida com a eliminação das penalidades por excedente reativo.

Adicionalmente, foram analisados três cenários para a implementação de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS), com o objetivo de mitigar distúrbios elétricos associados a variações e interrupções de tensão. A proposta mais viável tecnicamente apresentou um investimento estimado de R\$ 494.752,50, com autonomia de 15 minutos — tempo considerado suficiente para garantir a entrada em operação do sistema motogerador da planta. Considerando os custos relacionados à geração de aparas decorrentes de eventos de baixa qualidade de energia, a análise indicou um *payback* descontado de aproximadamente três anos, evidenciando a viabilidade técnica e econômica da solução.

Paralelamente, foi abordada a implementação de um sistema automatizado para o monitoramento de eventos de Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs) e interrupções de energia, com o objetivo de garantir o registro contínuo e confiável desses distúrbios, eliminando a possibilidade de falhas humanas. No período do presente trabalho, esse monitoramento ainda era realizado manualmente.

Verificaram-se limitações quanto à avaliação do impacto real da flutuação de tensão na planta em estudo. Os indicadores demonstraram a ocorrência do distúrbio, entretanto, para

definição de uma solução definitiva, faz-se necessária uma análise mais aprofundada sobre sua origem, magnitude e efeitos nas operações da unidade industrial.

Considera-se, portanto, que os objetivos principais do trabalho foram alcançados, especialmente no que se refere à caracterização técnica dos distúrbios elétricos. A proposição de soluções para mitigação de seus efeitos foi parcialmente atendida, em razão das limitações na análise dos distúrbios relacionados à flutuação de tensão. Ainda assim, a análise realizada forneceu fundamentos concretos para a tomada de decisão na gestão energética da planta industrial.

Como proposta para trabalhos futuros, recomenda-se a continuidade dos estudos com foco nos circuitos internos da planta, abrangendo medições específicas de distorções harmônicas e flutuação de tensão em setores sensíveis. Adicionalmente, sugere-se a realização de um levantamento técnico e físico completo dos quadros de proteção e distribuição, com medição das correntes de carga, identificação e documentação dos circuitos, com vistas a verificar a conformidade da instalação com os requisitos estabelecidos pela NBR 5410.

REFERÊNCIAS

ABB. **A importância da proteção de energia para as indústrias modernas**. ABB. Portugal, 2019. Disponível em: <https://new.abb.com/news/pt/detail/23063/a-importancia-da-protecao-de-energia-para-as-industrias-modernas>. Acesso em: 29 jun. 2025.

ALMEIDA, Douglas de Florio Ubeda. **Análise da qualidade de energia no sistema elétrico da Universidade Tecnológica Federal do Paraná**: Câmpus Pato Branco. Pato Branco, f. 99, 2017 Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2017.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **ANEEL divulga os resultados do desempenho das distribuidoras na continuidade do fornecimento de energia elétrica em 2024**. ANEEL. Brasília, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/aneel-divulga-os-resultados-do-desempenho-das-distribuidoras-na-continuidade-do-fornecimento-de-energia-eletrica-em-2024>. Acesso em: 29 jun. 2025.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist): MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA**. ANEEL. Brasília, 2021. 78 p. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 29 jun. 2025.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1000 de 7 de dezembro de 2021**. Diário Oficial da União. Brasília, 2021. 314 p. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 29 jun. 2025.

COLPO, Iliane; MEDEIROS, Flaviani Souto Bolzan; WEISE, Andreas Dittmar. **Análise De Retorno Do Investimento: Um Estudo Aplicado Em Uma Microempresa**. **RACI Getúlio Vargas**, v. 10. 21 p, 2016. ISSN 1809-6212.

EMBRASUL. **Analisador de Energia RE7000**. Embrasul. Porto Alegre, 2024. Disponível em: <https://www.embrasul.com.br/analise-de-energia/analizador-de-energia-re7000>. Acesso em: 29 jun. 2025.

ENERGISA. **NDU 003: Norma de distribuição agrupada**. João Pessoa, 2024. 257 p. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/sites/energisa/files/media/documents/2025-03/Fornecimento%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20em%20Tens%C3%A3o%20Prim%C3%A1ria%20e%20Secund%C3%A1ria%20a%20Agrupamentos%20ou%20Edifica%C3%A7%C3%B5es%20de%20M%C3%BAltiplas%20Unidades%20Consumidoras%E2%80%8B.pdf>. Acesso em: 29 jun. 2025.

ENGIE. **De olho no armazenamento de energia renovável**. Além da energia. 2025. Disponível em: <https://www.alemdaenergia.engie.com.br/newsletters/de-olho-no-armazenamento-de-energia->

renovavel/?gad_source=1&gad_campaignid=20425590899&gclid=CjwKCAjw3mCBhBxEi
wArN0QE2eU1f1WBuynkE-T9Bz72az6FuWT4wPVV-
WqtAhFLeL74VAjELGzGhoCgRYQAvD_BwE. Acesso em: 29 jun. 2025.

FERNÁNDEZ-GUILLAMON, Ana *et al.* **Power systems with high renewable energy sources: a review of inertia and frequency control strategies over time.** Arxiv. 2020. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/2004.02951>. Acesso em: 29 jun. 2025.

GONÇALVES, Benevaldo Pereira *et al.* Avaliação de impactos harmônicos na rede elétrica através dos indicadores THD e fator de potência utilizando lógica Fuzzy. **Revista Brasileira de Energia**, v. 19, n. 01, p. 9-27, 01 jan 2013.

GUZMAN, N. Sofia *et al.* **Frequency Regulation Model of Bulk Power Systems with Energy Storage.** Arxiv. 2019. 8 p. Disponível em: <https://arxiv.org/pdf/2009.04573>. Acesso em: 29 jun. 2025.

HAFFNER, Sérgio *et al.* Alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia visando eliminar violações de tensão. **Revista Controle & Automação**, v. 20, n. 4. 18 p, 2009.

INMET, Instituto Nacional de Meteorologia. Ano de 2024 é o mais quente no Brasil desde 1961. **Ministério da Agricultura e Pecuária**, Brasília, 2025. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/noticias/2024-%C3%A9-o-ano-mais-quente-da-s%C3%A9rie-hist%C3%B3rica-no-brasil>. Acesso em: 29 jun. 2025.

LINS, Laís Rayanne Pinheiro. **Dimensionamento de sistema fotovoltaico off-grid para Escritório móvel.** 2018. 66 f. Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018.

MARQUES, Alex Fernando de Medeiros. **Estudo da qualidade da energia elétrica fornecida ao IFBA – Campus de Paulo Afonso.** Paulo Afonso, 2018 Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Instituto Federal da Bahia, Paulo Afonso, 2018.

MEDEIROS, Valdemar. **Armazenamento de energia em baterias avança no Brasil e pode reduzir custos de eletricidade.** CPG - Click Petróleo e Gás. 2025. Disponível em: <https://clickpetroleoegas.com.br/armazenamento-de-energia-em-baterias-avanca-no-brasil-e-pode-reduzir-custos-de-eletricidade/>. Acesso em: 29 jun. 2025.

MELO, Davi Pessoa de. **Impactos das distorções harmônicas e flutuações de tensão nas redes de distribuição do estado do Ceará.** 2022. 103 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

MENDONÇA, Kelvin Silva de. **Análise de Qualidade de Energia Elétrica das Subestações do Instituto Federal de Educação, Ciência de Tecnologia da Paraíba.** João Pessoa,

2023. 113 p Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, João Pessoa, 2023.

MENDONÇA, Samuel Sargento. **Estudo do Impacto da Operação de Bancos de Capacitores na Qualidade de Energia de Uma Instalação Elétrica Industrial**. Ilha Solteira, 2023 Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, 2023.

NAMOR, Emil *et al.* **Control of Battery Storage Systems for the Simultaneous Provision of Multiple Services**. ArXiv. 2018. 10 p. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/1803.00978>. Acesso em: 29 jun. 2025.

OLIVEIRA, FRANCISCO José Arteiro. **O planejamento da operação energética no sistema: conceitos, modelagem matemática, previsão de geração e carga**. ONS. 2020. 404 p. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/O%20Planejamento%20da%20Operacao%20Energ%C3%A9tica%20no%20Sistema%20Interligado%20Nacional%20conceitos,%20modelagem%20matem%C3%A1tica,%20previs%C3%A3o%20de%20gera%C3%A7%C3%A3o%20e%20carga.pdf>. Acesso em: 29 jun. 2025.

PAULILO, Gilson; TEIXEIRA, Mateus Duarte. **Capítulo XI- Transitórios**. O Setor Elétrico, n. 94, p. 42-47, 2013.

PAULILLO, Gilson; TEIXEIRA, Mateus. **Capítulo VII: Flutuações de tensão**. O Setor Elétrico, n. 90, p. 38-47, 2013.

SANKARAN, C. **Power Quality**. 1 ed. Boca Raton: CRC Press, 2002. 216 p. Disponível em: <https://doi.org/10.1201/9781420041026>. Acesso em: 29 jun. 2025.

SCHUBERT, Henrique Tavares. **Análise da qualidade de rede elétrica em uma indústria química e sua estrutura**. Porto Alegre, 2025. 102 p Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande, Porto Alegre, 2025. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10183/284205>. Acesso em: 29 jun. 2025.

SILVA, Leonardo De Araújo; PIMENTEL, Sérgio Pires; POMILIO, José Antenor. **Mitigação de Efeito Flicker por Meio de Compensação Série do Tipo Indutância Negativa**. 2016.

SOUZA, Lorena Maria Oliveira de. **Análise da qualidade de energia de um banco de capacitores de uma indústria em Sobral - Ceará**. Sobral, 2019 Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Sobral, 2019.

SOUZA, Richard Paulino Saraiva de. **O impacto da instalação de um banco de capacitor na eficiência energética, qualidade da energia e sustentabilidade**. Revista ft, v. 29, n. 14, 2024. Disponível em: 10.69849/revistaft/ra10202412090005. Acesso em: 29 jun. 2025.

STAROSTA, José. **Flutuação de tensão (flicker)**. O Setor Elétrico, fev. 2012. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/flutuacao-de-tensao-flicker/>. Acesso em: 04 jul. 2025.

TAYYEBI, Ali *et al.* **Frequency Stability of Synchronous Machines and Grid-Forming Power Converters**. Arxiv. 2024. 15 p. Disponível em: <https://arxiv.org/html/2411.05763v1>. Acesso em: 29 jun. 2025.

VARIZ, Abilio Manuel *et al.* Cálculo do fluxo de harmônicos em sistemas de potência trifásicos utilizando o método de injeção de correntes com solução iterativa. **Revista Controle e Automação**, v. 19, n. 2. 21 p, jun 2008.

WEG. **Manual para Correção do Fator de Potência**. WEG Automação S.A. Jaraguá do Sul, n.d. 40 p. Disponível em: <http://paginapessoal.utfpr.edu.br/erley/inst.-industriais-1/fator-de-potencia-em-instalacoes-industriais/materiais-de-apoio/WEG-correcao-do-fator-de-potencia-manual-portugues-br.pdf/view>. Acesso em: 29 jun. 2025.

ANEXO A — Certificado de calibração do equipamento Embrasul, modelo RE7000

EMBRASUL		EMBRASUL INDÚSTRIA ELETRÔNICA LTDA	
		RELATÓRIO DE LIBERAÇÃO E CALIBRAÇÃO	
Equipamento:	RE7000/PT/H/T/N/P	Sensor de corrente:	TI3000/240mm
Número de Série:	72000054	Escala de corrente:	0,1 a 3000A
Responsável:	Samuel Oliveira	Memória de Massa:	2GB
		Data da calibração:	16/12/24
		Versão de Firmware:	3.36
Alimentação:	OK	Alimentação pela Medição:	OK
Controle das Funções:	OK	Funções de Parametrização:	OK
Comunicação:	OK	Inspeção Visual:	OK
Fabricante: EMBRASUL		Modelo:	FLUKE5500A SERIAL 9566019 RASTREADO INMETRO CERTIFICADO E9536/2019

CALIBRAÇÃO

TENSÃO															
FASE A				FASE B				FASE C				NEUTRO			
UMP	UST	EMP	INCE	UMP	UST	EMP	INCE	UMP	UST	EMP	INCE	UMP	UST	EMP	INCE
80,240	80,000	2,50	0,24	80,250	80,140	2,50	0,11	80,220	80,100	2,50	0,12	100,60	100,90	0,50	0,30
150,400	150,300	2,50	0,10	151,200	151,100	2,50	0,10	150,800	150,700	2,50	0,10				
219,300	219,200	2,50	0,10	219,300	218,800	2,50	0,50	219,100	218,800	2,50	0,30				
Classe de Exatidão de Tensão +/- 0,5% do Fundo de Escala - 70 a 500 V															
CORRENTE															
FASE A				FASE B				FASE C				NEUTRO			
UMP	UST	EMP	INCE	UMP	UST	EMP	INCE	UMP	UST	EMP	INCE	UMP	UST	EMP	INCE
50,34	50,29	0,76	0,05	50,28	50,24	0,75	0,04	50,89	50,09	0,76	0,80	50,43	50,01	0,76	0,42
100,60	100,50	1,51	0,10	101,20	101,40	1,52	0,20	100,80	100,90	1,51	0,10				
Classe de Exatidão para Corrente +/- 0,5% + 1% do sensor entre 5% e 100% da Escala de Corrente															
FATOR DE POTÊNCIA															
FASE A 150 V – 50 A				FASE B 150 V – 50 A				FASE C 150 V – 50 A				LEGENDA			
UMP	UST	EMP	INCE	UMP	UST	EMP	INCE	UMP	UST	EMP	INCE	UMP: Unidade de Medida Padrão			
0,690	0,695	0,004	0,005	0,689	0,672	0,004	0,017	0,692	0,682	0,004	0,000				
FASE A 220 V – 500 A				FASE B 220 V – 500 A				FASE C 220 V – 500 A				UST: Unidade Sendo Testada			
UMP	UST	EMP	INCE	UMP	UST	EMP	INCE	UMP	UST	EMP	INCE	EMP: Erro Máximo Permitido			
0,670	0,667	0,004	0,003	0,668	0,667	0,004	0,001	0,664	0,662	0,004	0,002	INCE: Incerteza Registrada			
Classe de Exatidão para FP 2,5% da Potência Aparente Medida entre 5% e 100% da Escala de Corrente															

CONDIÇÕES CLIMÁTICAS

Temperatura (°C): Umidade Relativa do Ar(%):

Este equipamento foi aprovado, apresentando resultados satisfatórios em todos os testes. Ao instalar, verifique cuidadosamente se as ligações estão de acordo com os esquemas apresentados no manual de instruções. Recomendamos que a cada 12 meses seja feita uma calibração revisional no equipamento para evitar qualquer imprecisão nas medições decorrente ao tempo de uso. Se houver dúvidas ou mau funcionamento do produto, entre em contato pelo Fone: (51) 3358-4000.

APÊNDICE A — *Script em Python para cálculo dos indicadores de distorção harmônica (DTTi95%, DTTp95%, DTT395% e DHT95%) utilizado no Visual Studio Code.*

```

import pandas as pd
import numpy as np

# Importar os dados ignorando as colunas de data e hora (assumimos que estão nas duas
primeiras colunas)
df = pd.read_excel(caminho do arquivo)
df = df.iloc[:, 2:] # Ignora as duas primeiras colunas (Data e Hora)

# Converter os dados para tipo numérico (caso haja valores não numéricos)
df = df.apply(pd.to_numeric, errors='coerce')

# Separar os harmônicos ímpares e pares
harmonicos = df.columns.astype(int)
harmonicos_impares = [col for col in harmonicos if col % 2 == 1 and col != 3 and col
% 3 != 0]
harmonicos_pares = [col for col in harmonicos if col % 2 == 0]
harmonicos_multiplo_3 = [col for col in harmonicos if col % 3 == 0 and col != 3]

# Calcular os DTTi (ímpares não múltiplos de 3)
dtti = np.sqrt(df[harmonicos_impares].pow(2).sum(axis=1))
dtti_95 = np.percentile(dtti, 95)

# Calcular os DTTp (pares)
dttp = np.sqrt(df[harmonicos_pares].pow(2).sum(axis=1))
dttp_95 = np.percentile(dttp, 95)

# Calcular os DTT3 (múltiplos de 3 exceto o 3º harmônico)
dtt3 = np.sqrt(df[harmonicos_multiplo_3].pow(2).sum(axis=1))
dtt3_95 = np.percentile(dtt3, 95)

# Calcular o DHT (total de distorção harmônica, exceto o 1º harmônico)

```

```
dht = np.sqrt(df.drop(columns=[1], errors='ignore').pow(2).sum(axis=1))  
dht_95 = np.percentile(dht, 95)
```

```
# Exibir os resultados
```

```
print(f"DTTi (95%): {dtti_95:.2f} %")  
print(f"DTTp (95%): {dttp_95:.2f} %")  
print(f"DTT3 (95%): {dtt3_95:.2f} %")  
print(f"DHT (95%): {dht_95:.2f} %")
```

APÊNDICE B — Prompt utilizado para correção textual com inteligência artificial nas plataformas ChatGPT e TESS IA

O processo de revisão textual contou com o apoio de ferramentas digitais baseadas em inteligência artificial, em especial a versão gratuita do ChatGPT e a versão de da TESS IA, utilizando-se o seguinte prompt:

"Você é um revisor de textos acadêmicos com experiência na correção de Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC) na área de engenharia de energia e elétrica. Corrija o texto a seguir, ajustando ortografia, gramática e pontuação. Melhore a fluidez e a coerência, mantendo a linguagem formal e adequada às normas da ABNT. Caso identifique termos vagos ou argumentos confusos, reescreva-os de forma mais precisa e técnica, sem alterar o sentido original. Sinalize trechos que possam exigir complementos, referências ou justificativas. A saída deve ser o texto corrigido, pronto para ser incluído no TCC. Também aponte as alterações realizadas e proponha sugestões de melhoria, especialmente quanto à estrutura das frases, à transição entre ideias e ao nível de formalidade do texto."