

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
MINAS GERAIS - *CAMPUS* ITABIRITO
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

IGOR LUCAS DE SOUSA

**ANÁLISE E MITIGAÇÃO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA EM
SISTEMAS INDUSTRIAIS COM INVERSORES DE FREQUÊNCIA**

Itabirito
2026

IGOR LUCAS DE SOUSA

ANÁLISE E MITIGAÇÃO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA EM SISTEMAS INDUSTRIAIS COM INVERSORES DE FREQUÊNCIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à banca examinadora do curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais *Campus* Itabirito, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. William Caires Silva Amorim

Itabirito
2026

FICHA CATALOGRÁFICA

S725a Sousa, Igor Lucas de
2026

Análise e mitigação da distorção harmônica em sistemas industriais com inversores de frequência / Igor Lucas de Sousa. – 2026.

85 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Itabirito, 2026.

Orientador: Dr. William Caíres Silva Amorim.

1. Qualidade de energia elétrica. 2. Cargas não lineares. 3. Harmônicos. 4. Inversores de frequência. 5. Filtros ativos. I. Sousa, Igor Lucas de. II. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Itabirito. III. Título.

CDD 621.31

Elaborada pela Biblioteca Jarbas Nazareth de Souza – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Itabirito

Bibliotecário Responsável: Veríssimo Amaral Matias – CRB-6/3266



ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Na presente data realizou-se a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso intitulada **Análise e Mitigação da Distorção Harmônica em Sistemas Industriais com Inversores de Frequência** apresentada pelo aluno **Igor Lucas de Sousa (0064280)** do Curso **Bacharelado em Engenharia Elétrica (Campus Itabirito)**. Os trabalhos foram iniciados às **19:00** do dia **11/05/2026** pelo Professor presidente da banca examinadora, constituída pelos seguintes membros:

- **William Caires Silva Amorim** (Orientador)
- **Claudia Rejane de Mesquita** (Examinadora Interna)
- **Bruno Renó Gama** (Examinador Externo)

A banca examinadora, tendo terminado a apresentação do conteúdo do Trabalho de Conclusão de Curso, passou à arguição do candidato. Em seguida, os examinadores reuniram-se para avaliação e deram o parecer final sobre o trabalho apresentado pelo aluno, tendo sido atribuído o seguinte resultado:

☒ Aprovado

☐ Reprovado

Nota (quando exigido): 89

Observação / Apreciações:

Proclamados os resultados pelo presidente da banca examinadora, foram encerrados os trabalhos e, para constar, eu **William Caires Silva Amorim** lavrei a presente ata que assino juntamente com os demais membros da banca examinadora.



Documento assinado digitalmente
WILLIAM CAIRES SILVA AMORIM
Data: 12/05/2026 08:33:17-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

ITABIRITO / MG, 11/05/2026



Documento assinado digitalmente
CLAUDIA REJANE DE MESQUITA
Data: 12/05/2026 10:45:58-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

William Caires Silva Amorim

Claudia Rejane de Mesquita

Bruno Renó Gama



Documento assinado digitalmente
BRUNO RENO GAMA
Data: 12/05/2026 15:32:29-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, à minha família, pelo apoio incondicional, compreensão e incentivo em todos os momentos desta jornada acadêmica. Cada gesto de carinho e palavra de encorajamento foram essenciais para a minha formação e superação dos desafios ao longo do curso.

Estendo também minha gratidão aos professores do IFMG – Campus Itabirito, pela dedicação e compromisso em compartilhar conhecimento. O aprendizado adquirido com cada um foi fundamental para o desenvolvimento deste trabalho e para minha trajetória profissional e pessoal.

Epígrafe

“Quem olha para fora sonha, quem olha para dentro desperta.” (Carl Jung)

RESUMO

A qualidade da energia elétrica tem se tornado um tema cada vez mais relevante diante do crescimento expressivo das cargas não lineares nos sistemas elétricos, especialmente em ambientes industriais. Décadas atrás, a maioria das cargas elétricas conectadas ao sistema elétrico era de natureza linear, contudo, com o avanço dos estudos em eletrônica de potência e a crescente aplicação de dispositivos semicondutores na indústria, o número de cargas não-lineares aumentou de forma significativa, intensificando os desafios relacionados aos distúrbios elétricos na rede. Esses componentes eletrônicos distorcem a forma de onda de tensão e corrente do sistema, como ocorre em equipamentos tais como retificadores, fontes chaveadas e, principalmente, inversores de frequência.

Ambientes industriais, especialmente do setor de mineração, apresentam elevada utilização de inversores de frequência em seus processos produtivos, tornando-se suscetíveis à presença de harmônicos na rede elétrica. Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo averiguar e reduzir os impactos dos harmônicos gerados por inversores de frequência na subestação da Herculano Mineração, localizada na cidade de Itabirito/MG. Esses harmônicos modificam características fundamentais da rede elétrica, impactando na curva de carregamento do transformador da subestação. Inicialmente, são apresentados os procedimentos de cálculo e a análise das medições elétricas realizadas no sistema, com ênfase na avaliação dos parâmetros de tensão e corrente associados aos indicadores de qualidade da energia elétrica.

Dessa forma, com o estudo de caso abordado, nota-se que a utilização de filtros ativos contribui significativamente para a diminuição da Distorção Harmônica Total (DHT). As medições realizadas no transformador de 2,5 MVA indicaram valores de DHTu de tensão em torno de 18% e DHTi de corrente próximos de 100%, ultrapassando os limites recomendados pela norma (IEEE 519, 2022) (10% e 20%, respectivamente), além de fator de potência médio de 0,79 indutivo, inferior ao limite mínimo de 0,92 estabelecido pela (ANEEL REN 1000, 2021). A partir do dimensionamento e aplicação do filtro, observou-se redução das componentes harmônicas do sistema, com diminuição da DHTi para valores próximos de 20% e elevação do fator de potência para aproximadamente (0,93), atendendo aos limites regulatórios e evidenciando a eficácia da solução proposta na mitigação das distorções harmônicas, contribuindo para a melhoria da eficiência energética, maior confiabilidade operacional da rede e aumento da vida útil dos equipamentos.

Palavras-chave: Qualidade de Energia Elétrica; Cargas Não Lineares; Harmônicos; Inversores de Frequência; Filtros Ativos.

ABSTRACT

Power quality has become an increasingly relevant topic due to the significant growth of non-linear loads in electrical systems, especially in industrial environments. In previous decades, most electrical loads connected to power systems were predominantly linear; however, advances in power electronics and the increasing application of semiconductor-based devices in industry have substantially expanded the use of non-linear loads, intensifying challenges related to electrical disturbances in the grid. These electronic components distort the voltage and current waveforms of the system, as observed in equipment such as rectifiers, switched-mode power supplies, and, particularly, variable frequency drives (VFDs).

Industrial environments, especially in the mining sector, widely employ VFDs in production processes, making them highly susceptible to harmonic distortion in electrical networks. In this context, this study aims to investigate and mitigate the impacts of harmonics generated by VFDs in the substation of Herculano Mineração, located in Itabirito, Minas Gerais, Brazil. These harmonics alter fundamental electrical network characteristics, directly affecting the loading profile of the substation transformer. Initially, the study presents the calculation procedures and the analysis of electrical measurements performed in the system, emphasizing the evaluation of voltage and current parameters associated with power quality indicators.

Based on the case study, the implementation of active filters proved to be highly effective in reducing Total Harmonic Distortion (THD). Measurements conducted on the 2.5 MVA transformer indicated voltage THD (THDu) values around 18% and current THD (THDi) values close to 100%, exceeding the limits recommended by the IEEE 519-2022 standard (10% and 20%, respectively). In addition, the average power factor measured was approximately 0.79 lagging, below the minimum limit of 0.92 established by ANEEL REN 1000-2021. After the design and implementation of the active filter, a significant reduction in harmonic components was observed, with THDi decreasing to values close to 20% and the power factor increasing to approximately 0.93. These results demonstrate compliance with regulatory limits and confirm the effectiveness of the proposed solution in mitigating harmonic distortions, contributing to improved energy efficiency, enhanced operational reliability of the electrical network, and increased equipment lifespan.

Keywords: Power Quality; Nonlinear Loads; Harmonics; Frequency Inverters; Active Filters.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Lei de Moore: evolução do número de transistores ao longo do tempo. . . .	16
Figura 2 – Estrutura básica de um transformador com núcleo ferromagnético laminado. . . .	24
Figura 3 – Fluxo mútuo resultante em um transformador monofásico carregado.	25
Figura 4 – Circuito Equivalente de um Transformador Monofásico.	26
Figura 5 – Forma de construção transformador trifásico.	28
Figura 6 – Estrutura típica de um estator e rotor do MIT.	30
Figura 7 – Circuito equivalente do MIT visto pelo lado do estator.	31
Figura 8 – Diagrama de Potência do MIT.	32
Figura 9 – Diagrama de Blocos Inversor de Frequência.	34
Figura 10 – Retificador não controlado de ponte completa.	36
Figura 11 – Forma de onda sinal de saída retificado.	36
Figura 12 – Circuito retificador controlado de onda completa.	37
Figura 13 – Circuito retificador controlado de onda completa.	38
Figura 14 – Influência do ângulo de disparo α na tensão de saída de um retificador controlado.	39
Figura 15 – Representação circuito capacitivo (Barramento CC).	40
Figura 16 – Circuito inversor de frequência monofásico.	40
Figura 17 – Forma de onda de saída inversor de frequência monofásico.	41
Figura 18 – Circuito inversor de frequência trifásico.	42
Figura 19 – Formas de onda PWM para o inversor de frequência trifásico.	43
Figura 20 – Diagrama do sistema elétrico analisado.	51
Figura 21 – Correntes medidas no barramento do transformador no período de 12:22 até às 05:07.	52
Figura 22 – Tensões Medidas no Barramento do Transformador no período de 12:22 até às 05:07.	53
Figura 23 – Leitura e índices calculados pelo Analisador de Energia Embrasul RE6001.	55
Figura 24 – Histograma da distribuição das tensões.	55
Figura 25 – Potência Útil Medida em kW no Barramento do Transformador.	57
Figura 26 – Potência Aparente Medida em kVA no Barramento do Transformador.	58
Figura 27 – Fator de Potência Medido no Barramento do Transformador.	59
Figura 28 – Análise DHTi	60
Figura 29 – Filtro Harmônico Passivo	62
Figura 30 – Filtro Harmônico Ativo	63
Figura 31 – Filtro Harmônico Híbrido	64
Figura 32 – DHTu	65
Figura 33 – DHTi	66
Figura 34 – Medições Obtidas	67
Figura 35 – Parâmetros do transformador	71
Figura 36 – Especificações Técnicas do Filtro Ativo	73

Figura 37 – Diagrama de Potência AccuSine PCS+ 60A	74
Figura 38 – Análise DHTi após aplicação do Filtro Ativo	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Problemas e consequências da distorção harmônica em equipamentos. . . .	19
Tabela 2 – Limites de distorção harmônica de tensão segundo a norma IEEE 519 . . .	21
Tabela 3 – Sequência de chaveamento do inversor monofásico em ponte completa. . . .	41
Tabela 4 – Limites das distorções harmônicas totais em % da tensão fundamental. . . .	46
Tabela 5 – Limites de distorção harmônica de corrente:	49
Tabela 6 – Limites de distorção harmônica de corrente	49
Tabela 7 – Limites de distorção de tensão.	50
Tabela 8 – Limites de tensão em regime permanente (PRODIST – Módulo 8)	54
Tabela 9 – Componentes harmônicas predominantes	68
Tabela 10 – Limites de TDD conforme a IEEE 519	70
Tabela 11 – Componentes harmônicas da corrente na fase IL1 após filtragem	77
Tabela 12 – Componentes harmônicas da corrente na fase IL2 após filtragem	77
Tabela 13 – Componentes harmônicas da corrente na fase IL3 após filtragem	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
DHT	Distorção Harmônica Total
DHTi	Distorção Harmônica Total de Corrente
DHTu	Distorção Harmônica Total de Tensão
DRC	Duração Relativa de Transgressão em Regime Crítico
DRP	Duração Relativa de Transgressão em Regime Precário
EMI	Interferência Eletromagnética
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
NBR	Norma Brasileira
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i>
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SCR	<i>Silicon Controlled Rectifier</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TDD	Distorção Harmônica Total da Corrente
REN	Resolução Normativa
RTAE	Relatório Técnico de Avaliação Elétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Ângulo de disparo
φ	Fluxo magnético
ω	Velocidade angular
ω_r	Velocidade angular do rotor
ω_s	Velocidade angular síncrona do campo magnético
θ	Ângulo instantâneo da forma de onda

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Motivação e Justificativa do Trabalho	21
1.2	Objetivos	21
1.3	Organização do texto	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
2.1	Considerações Iniciais	23
2.2	Transformador Monofásico	23
2.2.1	<i>Transformador Ideal</i>	<i>26</i>
2.2.2	<i>Transformadores Trifásicos</i>	<i>27</i>
2.2.3	<i>Harmônicos em Transformadores</i>	<i>29</i>
2.3	Motores de Indução Trifásicos	29
2.3.1	<i>Princípio de Funcionamento MIT</i>	<i>30</i>
2.3.2	<i>Harmônicos em Motores de Indução</i>	<i>32</i>
2.4	Inversores de Frequência	33
2.4.1	<i>Retificadores</i>	<i>35</i>
2.4.2	<i>Retificadores Não Controlados</i>	<i>35</i>
2.4.3	<i>Retificadores Controlados</i>	<i>37</i>
2.4.4	<i>Barramento CC</i>	<i>39</i>
2.5	Inversor de Frequência Monofásico	40
2.6	Inversor de Frequência Trifásico	42
2.7	Componentes Harmônicas em Inversores de Frequência	44
2.8	Distorção Harmônica Individual e Total	44
2.8.1	<i>Distorção Harmônica Total da Corrente (TDD)</i>	<i>47</i>
2.9	Normas e Limites Associados à Distorção Harmônica	48
3	METODOLOGIA	51
3.1	Aquisição e tratamento dos dados	52
3.1.1	<i>Corrente Nominal do Transformador</i>	<i>60</i>
3.1.2	<i>Determinação das Correntes Harmônicas</i>	<i>61</i>
3.1.3	<i>Cálculo da Distorção Harmônica Total</i>	<i>61</i>

3.1.4	<i>Cálculo da Distorção Harmônica de Demanda</i>	61
3.1.5	<i>Impacto das Harmônicas no Transformador</i>	61
3.1.6	<i>Especificação do Filtro Ativo</i>	62
3.1.7	<i>Filtros Harmônicos: Passivo, Ativo e Híbrido</i>	62
4	RESULTADOS	65
4.1	Cálculo Corrente Nominal do Transformador	68
4.2	Cálculo para Determinação das Correntes Harmônicas	68
4.3	Cálculo da Distorção Harmônica Total	69
4.4	Cálculo da Distorção Harmônica de Demanda	69
4.5	Cálculo Perdas no Cobre Transformador	70
4.6	Determinação da Corrente de Compensação	72
4.7	Especificação do Filtro Ativo	72
4.7.1	<i>Modelo Comercial do Filtro Ativo</i>	73
4.7.2	<i>Aplicação do Filtro Ativo de Potência</i>	75
4.7.3	<i>Resultados da Compensação Harmônica</i>	76
4.7.4	<i>Cálculo da Corrente Harmônica Total após a Filtragem</i>	78
4.7.5	<i>Cálculo da Distorção Harmônica Total após a Filtragem</i>	79
4.7.6	<i>Cálculo da Distorção Harmônica de Demanda após a Filtragem</i>	80
5	CONCLUSÃO	82
	REFERÊNCIAS	83

1 INTRODUÇÃO

A qualidade da energia elétrica constitui um tema de grande relevância, devido ao aumento da complexidade dos sistemas elétricos e do uso crescente de dispositivos eletrônicos. Mesmo antes da difusão das cargas não lineares, já se observavam problemas relacionados à qualidade do fornecimento, como variações de tensão e frequência, resultantes de limitações dos sistemas de geração e transmissão (CEEL, 2015). A mudança de cenário aconteceu principalmente depois da invenção do transistor, em 1947, pelos Laboratórios Bell. Diferente das válvulas a vácuo, o transistor era menor, mais confiável e muito mais eficiente, obtendo-se um ganho de eficiência de até 700 % segundo a fabricante Texas Instruments (2018), o que abriu espaço para o surgimento da eletrônica portátil e, mais tarde, para a era digital. Neste sentido, rádios, televisores, computadores e muitos outros aparelhos começaram a fazer parte do dia a dia das pessoas. Porém, junto com todos esses avanços, surgiu também o aumento das cargas não lineares nas redes elétricas, trazendo novos desafios para manter a qualidade da energia (OLIVEIRA, 2019).

Essas cargas elétricas podem ser classificadas em lineares e não lineares. As cargas lineares apresentam uma relação proporcional entre tensão e corrente, mantendo a forma de onda senoidal sem alterações significativas. Por sua vez, as cargas não lineares não obedecem a essa relação proporcional, fazendo com que a corrente não acompanhe a tensão aplicada de forma senoidal, resultando na injeção de componentes harmônicas no sistema elétrico (LIMA, 2017).

No estado de Minas Gerais, estudos desenvolvidos na Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), em Belo Horizonte, evidenciam que a conexão de cargas não lineares provoca a circulação de correntes harmônicas, deformando a forma de onda da tensão e alterando o espectro harmônico do sistema elétrico (BARBOSA, 2012), (SILVA, 2015), (SOUZA, 2017). Ensaio laboratoriais realizados no Departamento de Engenharia Elétrica da UFMG mostram que pequenas perturbações harmônicas na tensão, tais como a inserção de componentes harmônicas com amplitudes entre 1% e 2% em relação à componente fundamental da tensão, podem modificar significativamente as amplitudes das correntes geradas pela carga, atingindo harmônicas de até a 15ª ordem (SILVA, 2015).

De acordo com Silva (2015), a interação entre a carga não linear e a impedância do sistema elétrico de potência é determinante para o comportamento final das correntes harmônicas, que ocasionam a distorção da tensão e geram impactos como aquecimento adicional em equipamentos e aumento das perdas elétricas. Dessa forma, (CARVALHO, 2021) relata que tais perdas podem alcançar elevações de até 42%, especialmente em sistemas onde a distorção harmônica é agravada pela presença simultânea de múltiplas cargas não lineares.

De acordo com estudo de distribuição da CEMIG ED-5.57, equipamentos como inversores, retificadores e conversores figuram entre as principais fontes geradoras de componentes harmônicas na rede de distribuição (CEMIG, 2023). Em redes de média tensão, é comum observar distorções harmônicas que ultrapassam os limites recomendados por normas como a (IEC 61000-3-6, 2024) e a (IEEE 519, 2022), especialmente em sistemas industriais com alta

penetração de cargas eletrônicas.

Nos últimos anos, observa-se uma crescente preocupação com a qualidade de energia nos sistemas elétricos, motivada pela maior sensibilidade das cargas eletrônicas e pela intensificação do seu uso. Segundo dados do setor elétrico brasileiro, o consumo total aumentou aproximadamente 1,4% no primeiro semestre de 2023 em relação ao mesmo período de 2022 (NETO, 2023). Tal contexto evidencia a necessidade de redes elétricas mais robustas e de estratégias de mitigação de distúrbios, de modo a garantir o fornecimento de energia com qualidade adequada frente à crescente presença de cargas não lineares (CARVALHO, 2021).

Este contexto atual gera desafios relacionados à qualidade da energia elétrica, uma vez que a distorção harmônica pode causar aquecimento excessivo em cabos e transformadores, reduzir a eficiência do sistema e comprometer o funcionamento de equipamentos sensíveis (CARVALHO, 2021). A análise da qualidade da energia elétrica envolve uma série de fatores que podem comprometer seu desempenho. De acordo com a norma IEEE 519, existem diretrizes para monitorar e classificar esses distúrbios, entre os quais destacam-se:

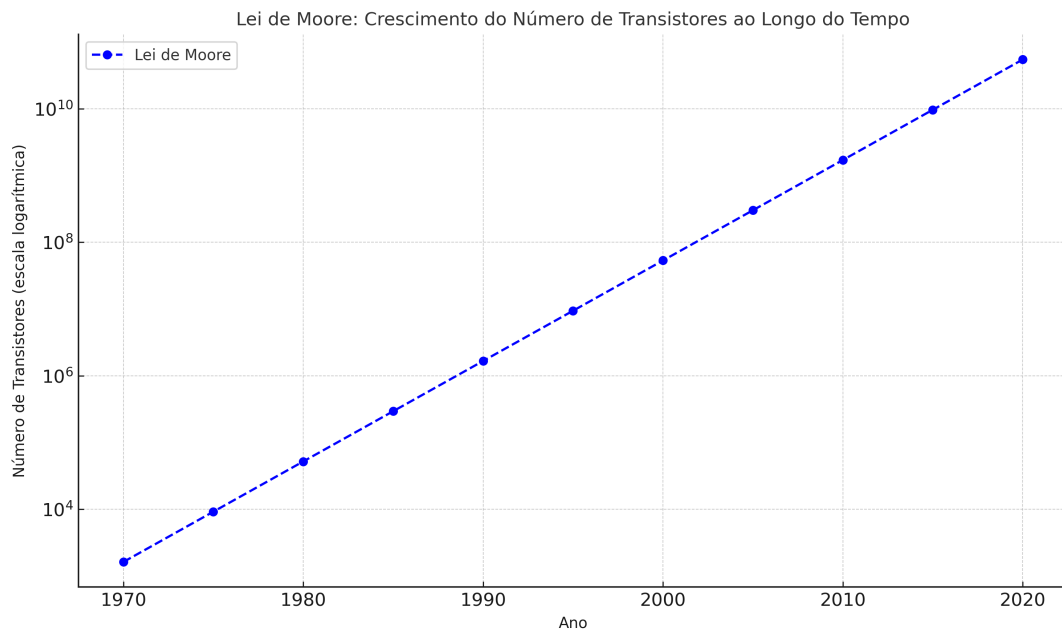
- Interrupções;
- Afundamentos e elevações de tensão;
- Variações prolongadas de tensão;
- Transientes impulsivos ou oscilatórios;
- Distorções harmônicas;
- Oscilações de tensão;
- Ruídos elétricos.

Nesse contexto, o tema sobre qualidade da energia elétrica torna-se cada vez mais relevante, já que os equipamentos modernos apresentam maior sensibilidade até mesmo a pequenas alterações na tensão, corrente ou frequência do fornecimento elétrico (SOARES, 2021).

Entre os distúrbios anteriormente mencionados, destaca-se a distorção harmônica das formas de onda de tensão e corrente presentes no sistema elétrico. A presença de componentes harmônicas pode causar impactos negativos nos dispositivos presentes no SEP (Sistema Elétrico de Potência), sendo que a intensidade de distorção aceitável está relacionada à sensibilidade das cargas conectadas ao sistema (LIMA, 2017).

Figura 1 – Lei de Moore: evolução do número de transistores ao longo do tempo.

Fonte: Adaptado de (PEREIRA,2006).



A transformação do cenário energético e tecnológico nas últimas décadas não pode ser compreendida sem destacar a importância da Lei de Moore, proposta em 1965 por Gordon Moore. Essa lei previa que o número de transistores em um circuito integrado dobraria aproximadamente a cada 18 a 24 meses, o que de fato se confirmou por várias décadas, conforme ilustrado na Figura 1. O impacto dessa evolução foi imenso: a capacidade de processamento aumentou significativamente, os custos foram reduzidos e a eletrônica digital se popularizou, chegando ao ponto de integrar-se ao cotidiano das pessoas em diferentes áreas da vida seja no trabalho, na comunicação ou no lazer (YOKOYAMA, 2016).

Dessa forma, com a inserção dessas tecnologias surgiu a necessidade de impor e estabelecer limites para a presença das correntes harmônicas na rede elétrica. A norma IEEE 519 estabelece algumas orientações recomendadas e exigências para o controle das harmônicas em sistemas de energia elétrica, tais como os limites para a DHT (Distorção Harmônica Total) da tensão e corrente da rede elétrica. Além da presença de correntes harmônicas, outro fator que pode comprometer a qualidade da energia elétrica é o excesso de potência reativa circulando no sistema. Níveis elevados de potência reativa podem provocar aumento das correntes na rede, sobrecarga em equipamentos e redução da eficiência do sistema elétrico, resultando em impactos indesejáveis no fornecimento de energia elétrica (LIMA, 2017).

As componentes inter-harmônicas produzidas por inversores de frequência apresentam amplitudes e frequências dependentes das condições de operação do acionamento eletrônico. Conforme destacado pela norma IEEE 519, tais componentes podem surgir em decorrência da interação dinâmica entre o conversor e a carga. Dessa forma, (LIMA, 2017) ressalta que variações

na frequência de chaveamento e na velocidade do motor podem deslocar essas componentes para regiões próximas a frequências naturais do sistema, favorecendo a ocorrência de ressonâncias, vibrações mecânicas e oscilações indesejáveis de tensão. Assim, alterações rápidas no ponto de operação do motor ou mudanças no modo de controle do inversor podem intensificar esses efeitos, comprometendo o desempenho do acionamento e a qualidade da energia (SOARES, 2021).

De acordo com Carvalho (2021), uma forma de onda periódica distorcida pode ser representada pela soma da componente fundamental e de diversas componentes senoidais adicionais com frequências distintas. Essa decomposição é baseada na série de Fourier, permitindo representar matematicamente sinais não senoidais como a soma de senóides com diferentes amplitudes e frequências.

De maneira geral, as formas de onda de tensão e corrente podem ser representadas pela soma de uma componente fundamental e de suas componentes harmônicas, conforme a Equação 1.1 e 1.2.

$$v(t) = V_0 + V_1(\omega_1 t + \varphi_1) + V_2(2\omega_1 t + \varphi_2) \cdots + V_h(h\omega_1 t + \varphi_h) \quad (1.1)$$

$$i(t) = I_0 + I_1(\omega_1 t + \delta_1) + I_2(2\omega_1 t + \delta_2) \cdots + I_h(h\omega_1 t + \delta_h) \quad (1.2)$$

onde:

- V_1 e I_1 representam as componentes fundamentais de tensão e corrente;
- V_h e I_h representam as componentes harmônicas de ordem h ;
- ω_1 corresponde à frequência angular fundamental do sistema.

As harmônicas são componentes de frequência cujos valores correspondem a múltiplos inteiros da frequência fundamental do sistema elétrico. Considerando uma frequência fundamental f_1 , as frequências harmônicas podem ser representadas conforme a Equação 1.3.

$$f_h = h \cdot f_1 \quad (1.3)$$

onde:

- f_h é a frequência da componente harmônica;
- f_1 é a frequência fundamental do sistema;
- h é um número inteiro positivo denominado ordem harmônica.

Segundo (NETO, 2023), a presença de harmônicas pode provocar diversos impactos nos sistemas elétricos, tais como aumento das perdas em equipamentos, aquecimento excessivo em transformadores e cabos, distorções na tensão do sistema e possíveis problemas de operação em dispositivos sensíveis.

As inter-harmônicas são componentes cujas frequências não correspondem a múltiplos inteiros da frequência fundamental do sistema. Essas componentes aparecem em frequências intermediárias entre duas harmônicas consecutivas.

Matematicamente, a frequência dessas componentes é representada pela Equação 1.4.

$$f = h \cdot f_1 \quad (1.4)$$

onde h é um número não inteiro.

De acordo com Carvalho (2020), as inter-harmônicas podem surgir devido a processos de modulação de frequência, conversores estáticos de potência, inversores de frequência, cicloconversores e sistemas de geração distribuída baseados em eletrônica de potência.

A principal diferença entre esses dois fenômenos está na relação entre suas frequências e a frequência fundamental do sistema elétrico. Enquanto as harmônicas apresentam frequências múltiplas inteiras da fundamental, as inter-harmônicas possuem frequências intermediárias que não obedecem a essa relação inteira (SOARES, 2021).

Assim, pode-se resumir que:

- Harmônicas: componentes de frequência múltiplas inteiras da frequência fundamental;
- Inter-harmônicas: componentes de frequência múltiplas não inteiras da frequência fundamental.

A análise dessas componentes é fundamental para a avaliação da qualidade da energia elétrica em sistemas de potência, sendo amplamente abordada em normas e recomendações técnicas, como a IEEE 519, que estabelece limites para distorções harmônicas em sistemas elétricos.

A norma IEEE 519 estabelece recomendações para o controle de distorções harmônicas em sistemas elétricos de potência, visando preservar a qualidade da energia elétrica e evitar impactos no funcionamento de equipamentos. Publicada inicialmente em 1981 e atualizada periodicamente, sua versão mais recente foi divulgada em 2022. A norma define limites para a DHT e para a TDD (Distorção Harmônica Total da Corrente), considerando o nível de tensão do sistema e as condições no PAC (Ponto de Acoplamento Comum). Dessa forma, a norma tornou-se uma das principais referências técnicas para avaliação e mitigação de harmônicos em sistemas elétricos industriais.

Normas internacionais tendem a adotar limites mais restritivos para inter-harmônicos em comparação aos harmônicos convencionais, uma vez que essas componentes podem provocar efeitos mais complexos no sistema elétrico, como flutuações de tensão e interferências em equipamentos sensíveis (LIMA, 2017). A definição de limites inferiores para os inter-harmônicos, em comparação aos harmônicos convencionais, destaca-se pelo fato de que esses componentes apresentam características mais complexas e potencialmente mais prejudiciais ao desempenho dos sistemas elétricos segundo a norma IEEE 519. Os harmônicos, por serem múltiplos inteiros da frequência fundamental, apresentam um comportamento previsível uma vez que diferentemente de perturbações aleatórias como surtos ou afundamentos de tensão, os harmônicos são sinais periódicos, que se repetem ciclo a ciclo. Essa característica permite a aplicação eficiente de filtros passivos ou ativos, projetados especificamente para atenuar as ordens harmônicas de maior amplitude (NETO, 2023).

Tabela 1 – Problemas e consequências da distorção harmônica em equipamentos.

Fonte: Adaptado de Deckmann e Pomilio UNICAMP (2024).

Equipamento	Consequências
Problemas de Distorção Harmônica de Corrente	
Capacitores	Queima de fusíveis, redução da vida útil das células
Motores	Redução na vida útil, impossibilidade de carregar o motor totalmente
Fusíveis / Disjuntores	Danos ao componente, atuações falsas ou intempestivas, mau funcionamento de relés de proteção
Transformadores	Aumento nas perdas no cobre (enrolamentos), redução na capacidade
Problemas de Distorção Harmônica de Tensão	
Transformadores	Aumento no ruído, possível falha de isolamento
Motores	Fadiga mecânica
Cargas Eletrônicas	Falhas de operação

A Tabela 1 apresenta os principais efeitos da distorção harmônica de corrente e de tensão sobre diferentes equipamentos elétricos. Esses fenômenos ocorrem devido à presença de componentes de frequência múltiplas da fundamental, que alteram o comportamento eletromagnético e térmico dos dispositivos. A seguir, descrevem-se os impactos observados em cada tipo de equipamento.

Problemas causados pela Distorção Harmônica de Corrente

Capacitores: A circulação de correntes harmônicas provoca um aumento da corrente efetiva nos capacitores. Isso pode levar à queima de fusíveis, devido ao sobreaquecimento, além de acelerar a degradação das células internas do capacitor, reduzindo significativamente sua vida útil (ALEXANDER; SADIKU, 2021).

Motores: As harmônicas de corrente criam componentes de campo magnético girantes que não contribuem para o torque útil. Como resultado, ocorre aquecimento adicional, redução da vida útil dos enrolamentos e, em casos mais severos, a impossibilidade de o motor entregar sua potência nominal (BOLDEA, 2021).

Fusíveis e disjuntores: Dispositivos de proteção podem sofrer atuações indevidas, uma vez que as harmônicas elevam a corrente, mesmo quando a carga real não está em sobrecorrente. Isso pode causar danos ao componente, disparos falsos e até falhas em relés de proteção, que têm seu funcionamento comprometido pela forma de onda distorcida (MAMEDE, 2023).

Transformadores: A presença de harmônicas eleva as perdas no cobre, especialmente devido ao efeito pelicular e às correntes circulantes de alta frequência. Essas perdas adicionais resultam em maior aquecimento, redução da capacidade de carga e aceleram o processo de envelhecimento térmico do isolamento (MAMEDE, 2024).

Problemas causados pela Distorção Harmônica de Tensão

Transformadores: As harmônicas de tensão distorcem o fluxo magnético no núcleo, resultando em aumento do ruído audível. Além disso, podem ocorrer esforços dielétricos adicionais, que elevam o risco de falhas de isolamento (MAMEDE, 2024).

Motores: A distorção harmônica de tensão pode causar torque pulsante, gerando vibrações mecânicas adicionais. A longo prazo, esse fenômeno provoca fadiga mecânica, reduzindo a vida útil de rolamentos, acoplamentos e do próprio eixo (BOLDEA, 2021).

Cargas eletrônicas: Equipamentos eletrônicos, como fontes chaveadas, computadores e controladores, são particularmente sensíveis à qualidade da tensão. Harmônicas de tensão podem causar falhas de operação, travamentos, aquecimento excessivo e redução da eficiência no funcionamento desses dispositivos (BORBA, 2019).

De acordo com as normas IEC 61000-3-6 e IEEE 519, a DHT deve ser limitada para garantir a operação segura dos equipamentos e a qualidade da energia elétrica. A norma estabelece que, em sistemas de baixa tensão (<1 kV), a DHTu (Distorção Harmônica Total de Tensão) não deve ultrapassar 5%, e a corrente harmônica individual não deve exceder 3% da corrente fundamental, também definindo faixas semelhantes para ambientes industriais e residenciais, assegurando compatibilidade eletromagnética entre equipamentos, os limites são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Limites de distorção harmônica de tensão segundo a norma IEEE 519

Fonte: IEEE Standard 519, 2022.

Tensão no PAC	Harmônica individual (%)	Distorção harmônica total THD (%)
$V \leq 1,0 \text{ kV}$	5,0	8,0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3,0	5,0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1,5	2,5
$161 \text{ kV} < V$	1,0	1,0 ^a

1.1 Motivação e Justificativa do Trabalho

A crescente demanda por qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica em sistemas industriais tem impulsionado o desenvolvimento de novas soluções para mitigação de distúrbios de rede. Dessa forma, a injeção de componentes harmônicas por origem de inversores de frequência representa um desafio recorrente para o sistema elétrico, pois afeta diretamente a eficiência energética, o fator de potência e a vida útil dos equipamentos. Assim, estudar e compreender as técnicas de compensação harmônica, aliando modelagem teórica e aplicação prática, torna-se fundamental para aprimorar o desempenho de sistemas industriais modernos e atender às normas vigentes de qualidade de energia.

Este trabalho se justifica pela necessidade de analisar, especificar e aplicar um filtro ativo, como alternativa viável para a atenuação das componentes harmônicas em ambientes industriais. A integração entre a modelagem matemática e a aplicação em campo, realizada na subestação da Herculano mineração (localizada na cidade de Itabirito/MG), permite validar os modelos desenvolvidos e comprovar sua eficácia em situações de operação contínua.

Além do impacto técnico, a motivação deste trabalho está alinhada à busca por maior eficiência energética, sustentabilidade e conformidade regulatória. A redução da DHT e a correção do fator de potência contribuem diretamente para o uso coerente da energia, minimizando perdas e garantindo a operação segura e eficiente das instalações, seguindo às normas IEC 61000-3-6 e IEEE 519.

1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é analisar e propor soluções para a redução da distorção harmônica causada por dispositivos eletrônicos em sistemas elétricos industriais. Para isso, busca-se calcular matematicamente o comportamento dos harmônicos e avaliar, de forma prática e comparativa, o desempenho de filtros ativos aplicados à rede elétrica. Além disso, pretende-se verificar o impacto dos harmônicos sobre transformadores e equipamentos conectados, identificando as consequências para a eficiência e a confiabilidade do sistema. Entre os objetivos específicos, destacam-se a validação experimental do filtro calculado por meio de medições em campo, a análise da DHT e do fator de potência.

1.3 Organização do texto

Para o alcance dos objetivos propostos na seção 1.2, este trabalho foi estruturado de forma a integrar as etapas teóricas, de cálculos matemáticos e experimentais, conforme descrito a seguir.

O capítulo 2 apresenta os fundamentos teóricos e conceituais necessários à compreensão da distorção harmônica no SEP, abordando as causas e os efeitos das cargas não lineares, com ênfase nos inversores de frequência utilizados em ambientes industriais. São também discutidos os principais indicadores de qualidade da energia elétrica, como a DHT, DHTi (Distorção Harmônica Total de Corrente), DHTu, TDD e o fator de potência, além das normas técnicas aplicáveis, incluindo a IEEE 519 e a IEC 61000-3-6. O capítulo finaliza com a exposição das estruturas e princípios de funcionamento dos filtros ativos, destacando suas vantagens, limitações e critérios de dimensionamento para mitigação de harmônicos.

Na sequência, o capítulo 3 descreve a metodologia adotada no desenvolvimento do trabalho, apresentando detalhadamente os cálculos para aplicação e a definição do filtro ativo usado para reduzir as componentes harmônicas na prática. Serão apresentados os procedimentos experimentais realizados na subestação da Herculano mineração, incluindo a instrumentação empregada, o período de medições, as grandezas monitoradas e os métodos de análise dos dados. As etapas seguem as recomendações das normas ABNT NBR 5410, NBR 14039 e PRODIST módulo 8.1, garantindo a conformidade técnica das medições.

O capítulo 4 apresenta e discute os resultados obtidos a partir das medições experimentais. São exibidos os valores de DHTu, DHTi, TDD, os níveis de fator de potência, e a análise para aplicação do filtro ativo. O capítulo demonstra a eficácia dos filtros ativos na redução das distorções e na correção do fator de potência, destacando as melhorias obtidas na eficiência e confiabilidade do sistema.

Por fim, o capítulo 5 reúne as conclusões do estudo, apresentando uma síntese dos resultados alcançados e a confirmação dos resultados práticos da aplicação de filtros harmônicos anteriormente modelados e dimensionados.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, são abordados os fundamentos teóricos e os aspectos das cargas analisadas: motor de indução trifásico, transformador, inversor de frequência, incluindo as distorções harmônicas e inter-harmônicas típicas desses sistemas. Em seguida, apresentam-se as formulações matemáticas dos métodos de estimativa empregados neste estudo.

2.2 Transformador Monofásico

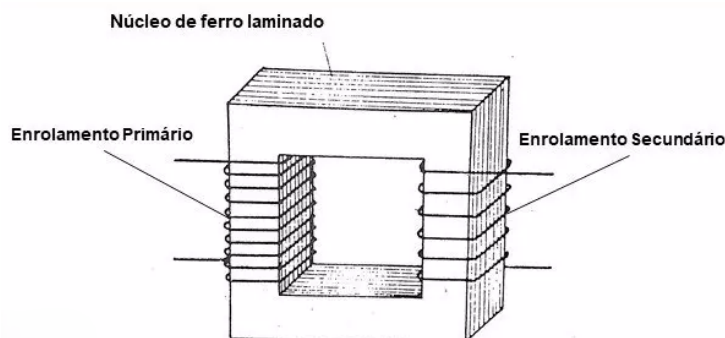
Um transformador é uma máquina elétrica estática utilizada em sistemas de corrente alternada para elevar ou reduzir níveis de tensão e corrente, mantendo a mesma frequência. Seu funcionamento baseia-se na Lei de Faraday da indução eletromagnética, promovendo a transferência de energia entre dois circuitos sem conexão elétrica direta, por meio de acoplamento magnético entre enrolamentos primário e secundário (RIBEIRO, 2021). É composto por um núcleo ferromagnético laminado e bobinas de cobre ou alumínio. Os transformadores são essenciais na transmissão e distribuição de energia elétrica, permitindo reduzir perdas e garantir eficiência no transporte de potência (MAMEDE, 2024).

A equação da Lei de Farady pode ser descrita de acordo a Equação 2.1.

$$e = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (2.1)$$

Onde:

- e = força eletromotriz induzida (V);
- N = número de espiras da bobina;
- Φ = fluxo magnético (Wb);
- $\frac{d\Phi}{dt}$ = taxa de variação do fluxo magnético em relação ao tempo;

Figura 2 – Estrutura básica de um transformador com núcleo ferromagnético laminado.

Fonte: Apostila de transformadores da UTFPR, 2018.

A Figura 2 representa um transformador composto por um núcleo de ferro laminado e dois enrolamentos, o enrolamento primário recebe a tensão alternada, produzindo uma corrente variável que estabelece um fluxo magnético no núcleo (MAMEDE, 2024). Esse fluxo é conduzido pelas lâminas do núcleo, que reduzem perdas por correntes parasitas e aumentam o rendimento (RIBEIRO, 2021). Pela variação do fluxo, surge no enrolamento secundário uma tensão induzida, conforme o princípio da indução eletromagnética. Assim, a transferência de energia ocorre sem contato elétrico direto, dependendo apenas da relação entre o número de espiras dos enrolamentos (HAYT; BUCK, 2012).

Conforme Mamede (2024), o núcleo ferromagnético é o principal elemento responsável pela condução do fluxo magnético no interior do transformador. Ele é geralmente construído em chapas de ferro-silício laminadas, unidas entre si de forma a reduzir as perdas por correntes parasitas (ou correntes de *Foucault*), que provocam aquecimento e diminuem a eficiência do equipamento (BAGGIO, 2016).

O processo de laminação tem justamente o objetivo de aumentar a resistência elétrica entre as camadas do núcleo, limitando a circulação dessas correntes indesejadas (HAYT; BUCK, 2012). Além disso, cada lâmina é recoberta por uma fina camada isolante, que impede o contato elétrico direto entre elas, reforçando a eficiência magnética e a segurança do conjunto.

O núcleo deve apresentar alta permeabilidade magnética, de modo a concentrar o fluxo com o mínimo de relutância possível, garantindo uma transferência eficiente de energia entre os enrolamentos primário e secundário (RIBEIRO, 2021).

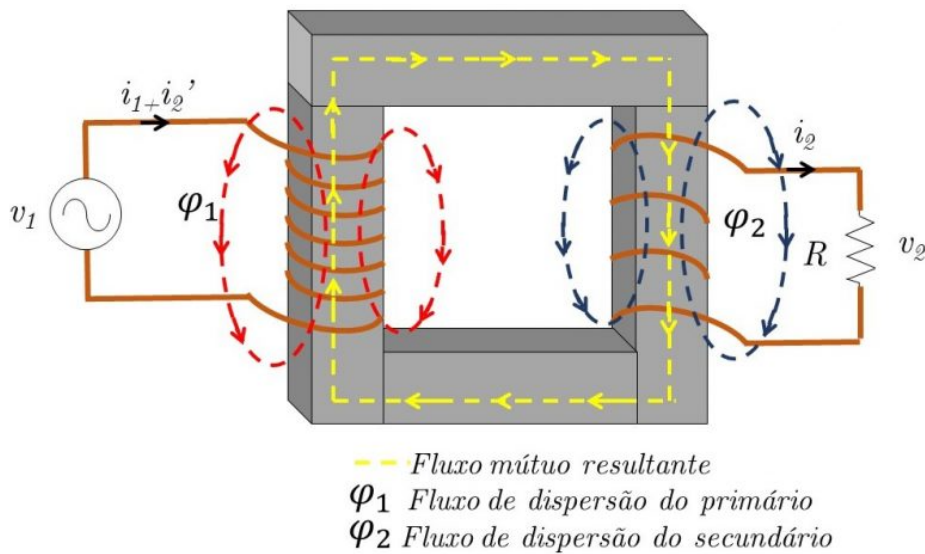
A relação de transformação de um transformador estabelece a proporção entre as tensões o número de espiras e as correntes dos enrolamentos, constituindo o parâmetro fundamental que caracteriza o acoplamento eletromagnético entre primário e secundário. Segundo (MAMEDE, 2024) tal relação descreve a transferência de energia entre os enrolamentos sob a premissa de conservação aproximada da potência, implicando que a elevação da tensão no secundário corresponde à redução proporcional da corrente. Assim, a relação de transformação também é empregada como relação para as grandezas entre os enrolamentos, conforme a Equação 2.2.

$$R_T = \frac{U_p}{U_s} = \frac{N_p}{N_s} = \frac{I_s}{I_p} \quad (2.2)$$

onde:

- R_T – Relação de transformação;
- U_p – Tensão no enrolamento primário (V);
- U_s – Tensão no enrolamento secundário (V);
- N_p – Número de espiras no enrolamento primário;
- N_s – Número de espiras no enrolamento secundário;
- I_p – Corrente no enrolamento primário (A);
- I_s – Corrente no enrolamento secundário (A).

Figura 3 – Fluxo mútuo resultante em um transformador monofásico carregado.



Fonte: Apostila de transformadores da UTFPR, 2018.

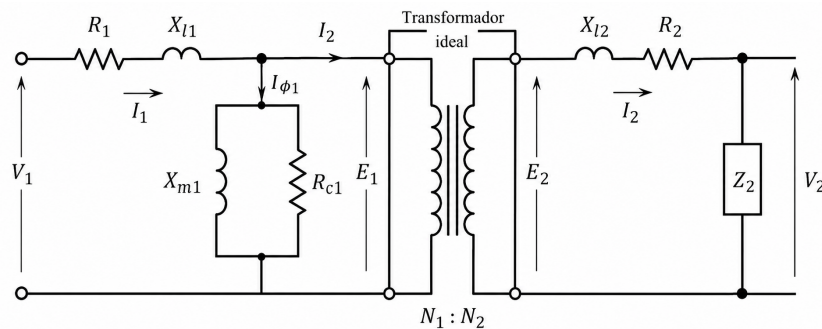
Conforme mostrado na Figura 3, quando uma tensão alternada v_1 é aplicada ao enrolamento primário, surge uma corrente i_1 que cria um fluxo magnético variável no núcleo. Parte desse fluxo, chamado de fluxo mútuo (ϕ_m), percorre o núcleo e induz tensão do enrolamento primário para o secundário. Outra parte, representada pelos fluxos de dispersão (ϕ_1 e ϕ_2), fecha-se fora do núcleo e não participa da indução (MAMEDE, 2024). Segundo o princípio da indução eletromagnética, a variação desse fluxo mútuo no tempo induz uma tensão v_2 no enrolamento secundário, que gera uma corrente i_2 quando há uma carga R conectada. Essa corrente cria um fluxo oposto ao do primário, conforme a Lei de Lenz, equilibrando o sistema magnético. Dessa forma, a variação da tensão aplicada ao primário gera um fluxo magnético oscilante no núcleo, o qual é responsável pela indução da tensão no enrolamento secundário (RIBEIRO, 2021).

2.2.1 Transformador Ideal

Segundo Mamede (2024), o transformador ideal é um modelo teórico utilizado para simplificar a análise do comportamento dos transformadores reais. Nesse modelo, considera-se que todo o fluxo magnético gerado no enrolamento primário é completamente acoplado ao secundário, sem dispersões ou perdas. Assim, o núcleo é perfeito, não havendo perdas por histerese nem correntes parasitas, e os enrolamentos são ideais, sem resistência elétrica. Dessa forma, toda a potência fornecida ao primário é transferida integralmente ao secundário, obedecendo à relação de transformação proporcional às espiras de cada enrolamento. Esse conceito permite compreender de forma clara a conversão de tensão e corrente sem dissipação de energia, servindo como base para o estudo dos transformadores reais, nos quais essas idealizações são progressivamente ajustadas para representar as perdas e imperfeições práticas.

O circuito equivalente de um transformador monofásico constitui uma representação elétrica que permite modelar, os fenômenos eletromagnéticos e as perdas inerentes à operação da máquina, conforme descrito por (BAGGIO, 2016). No enrolamento primário, os parâmetros R_1 e X_1 caracterizam, respectivamente, as perdas resistivas por efeito Joule e a reatância de dispersão associada ao fluxo não acoplado ao secundário. De maneira análoga, os elementos R_2 e X_2 descrevem tais fenômenos no enrolamento secundário. As perdas no núcleo magnético, decorrentes dos efeitos de histerese e correntes parasitas, são representadas por R_{c1} , enquanto a reatância de magnetização X_{m1} modela a corrente requerida para o estabelecimento do fluxo magnético no núcleo, elemento central para a indução eletromagnética. As tensões internas E_1 e E_2 são determinadas pelo acoplamento mútuo entre os enrolamentos, sendo diretamente proporcionais à relação de espiras $N_1 : N_2$, que define o comportamento elevador ou abaixador do transformador (MAMEDE, 2024). A carga aplicada ao secundário é modelada pela impedância Z_2 , cuja interação com os parâmetros internos possibilita a avaliação precisa das quedas de tensão, das perdas e do desempenho geral da máquina, a composição do circuito equivalente é demonstrada pela Figura 4.

Figura 4 – Circuito Equivalente de um Transformador Monofásico.



Fonte: (MAMEDE, 2024)

onde:

- R_1 e $X_1 \rightarrow$ resistência do enrolamento e reatância de dispersão do enrolamento primário.
- R_2 e $X_2 \rightarrow$ resistência do enrolamento e reatância de dispersão do enrolamento secundário.
- $R_c \rightarrow$ resistência equivalente que representa as perdas no núcleo magnético (histerese e correntes parasitas).
- $X_m \rightarrow$ reatância de magnetização, associada à corrente necessária para estabelecer o fluxo magnético no núcleo.
- E_1 e $E_2 \rightarrow$ tensões induzidas nos enrolamentos primário e secundário.
- $Z_2 \rightarrow$ impedância da carga conectada ao secundário do transformador.
- $N_1 : N_2 \rightarrow$ relação de espiras do transformador.

2.2.2 Transformadores Trifásicos

Os transformadores trifásicos desempenham papel central nos sistemas elétricos modernos, especialmente em redes de média e alta tensão, onde a demanda por potência é elevada e a continuidade operacional é imprescindível (BAGGIO, 2016). Em essência, esses dispositivos seguem os mesmos princípios de indução eletromagnética aplicados aos transformadores monofásicos, baseando-se nas Leis de Faraday e Lenz. Contudo, sua construção e comportamento apresentam particularidades importantes devido à natureza trifásica das grandezas envolvidas. Em um transformador trifásico, três conjuntos de enrolamentos, distribuídos em colunas de um núcleo ferromagnético comum, interagem magneticamente de forma equilibrada, assegurando um fluxo magnético simétrico e minimizando esforços internos, conforme discutido por (MAMEDE, 2024).

A estruturação do núcleo trifásico geralmente do tipo núcleo envolvido é projetada para garantir baixa relutância e elevada permeabilidade, sendo construída a partir de chapas finas de aço-silício, como destacado por (BAGGIO, 2016). A laminação reduz significativamente as perdas por correntes parasitas e melhora o desempenho térmico e magnético. Cada coluna concentra um dos fluxos de fase, enquanto as culatras fecham os caminhos magnéticos, permitindo que o sistema opere com equilíbrio trifásico mesmo sob condições variáveis de carga.

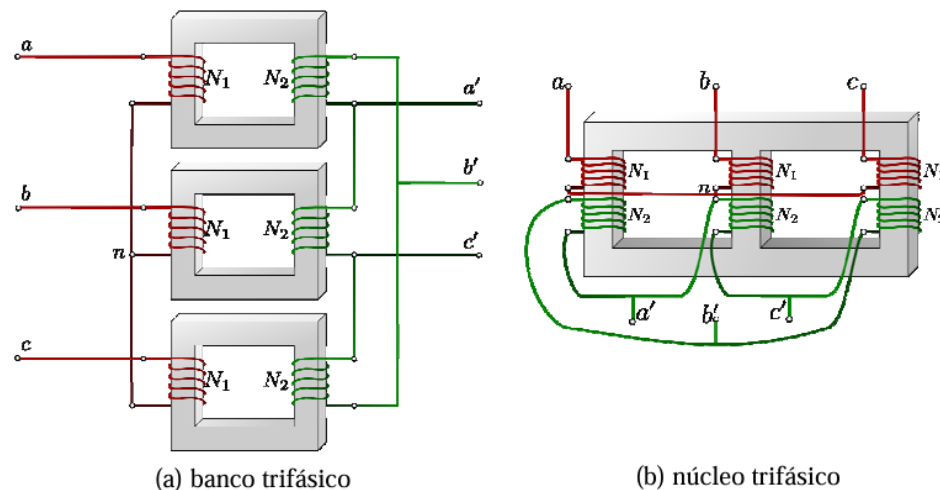
Além da configuração construtiva do núcleo, os transformadores trifásicos podem ser implementados de duas maneiras distintas. A primeira alternativa é o banco trifásico, constituído pela associação de três transformadores monofásicos, cada um responsável por uma fase do sistema (MAMEDE, 2024). Essa solução apresenta flexibilidade operacional, pois permite a substituição individual de unidades em caso de falha, além de facilitar o transporte e a manutenção

em regiões de difícil acesso. Contudo, tende a ocupar maior espaço físico e, em geral, apresenta custo total superior devido à necessidade de três unidades independentes.

A segunda forma de construção é o transformador trifásico mononuclear, no qual as três colunas magnéticas e os respectivos enrolamentos são integrados em um único núcleo ferromagnético (MAMEDE, 2024). Nesse arranjo, os fluxos das três fases compartilham caminhos magnéticos comuns, permitindo melhor aproveitamento do material e resultando em menores perdas e menor massa total quando comparado ao banco trifásico. Essa topologia é a mais empregada em sistemas de potência devido à sua maior eficiência energética, compactidade e melhor comportamento eletromagnético (BAGGIO, 2016).

A seguir, a Figura 5 apresenta esquematicamente as duas formas de construção, destacando as diferenças entre o banco trifásico de transformadores monofásicos e o núcleo trifásico integrado.

Figura 5 – Forma de construção transformador trifásico.



Fonte: Departamento de Engenharia UNESP, 2016.

A Figura 5 ilustra duas formas construtivas típicas de transformadores trifásicos. Na Figura 5(a) é apresentado o banco trifásico, composto por três transformadores monofásicos conectados de forma a operar como um sistema trifásico. Já a Figura 5(b) mostra o transformador trifásico de núcleo único, no qual os três enrolamentos estão dispostos em um mesmo núcleo magnético, permitindo um modelo compacto e melhor aproveitamento do material magnético.

Do ponto de vista dos enrolamentos, as conexões trifásicas mais comuns são estrela (Y) e delta (Δ), cada qual apresentando características específicas de corrente e tensão (MAMEDE, 2024). Essas configurações permitem adaptar o transformador às necessidades da rede, facilitando o controle dos níveis de tensão e contribuindo para a estabilidade do sistema. Em transformadores de distribuição, a ligação Δ -Y é amplamente utilizada por proporcionar isolamento elétrico entre primário e secundário e permitir a obtenção de neutro estabilizado no lado de baixa tensão (RIBEIRO, 2021).

2.2.3 Harmônicos em Transformadores

De acordo com Mamede (2024), o fornecimento de energia elétrica ideal deveria ocorrer por meio de ondas senoidais puras de tensão e corrente. No entanto, diversos fatores do sistema elétrico fazem com que essas formas de onda apresentem distorções. Essa distorção em relação à forma de onda senoidal é denominada componente harmônica, definida como uma componente cuja frequência corresponde a um múltiplo inteiro da frequência fundamental. Assim, as componentes harmônicas surgem principalmente devido ao comportamento não linear de determinadas cargas e se propagam pela rede, podendo causar sobreaquecimento, vibrações e perdas adicionais nos equipamentos elétricos (BAGGIO, 2016).

Para Boldea (2021), os harmônicos em transformadores são resultantes da relação não linear entre o fluxo de magnetização e a corrente de excitação. Em um transformador ideal, o fluxo magnético seria perfeitamente senoidal, mas nas condições reais essa linearidade não ocorre devido à saturação do núcleo magnético. Posteriormente, além da componente fundamental, surgem componentes harmônicas de ordens ímpares como a 3ª, 5ª, 7ª e 9ª, que alteram o comportamento eletromagnético do equipamento. Dentre essas, destaca-se o harmônico de 3ª ordem, cuja amplitude pode atingir até 40% da amplitude da componente fundamental, sendo responsável por distorções significativas no sistema e pela elevação das perdas no núcleo e nos condutores (MAMEDE, 2024).

Dessa forma, tanto (MAMEDE, 2023) quanto (BOLDEA, 2021) ressaltam que o estudo dos harmônicos é essencial para compreender o desempenho real dos transformadores e a importância do projeto adequado de seus circuitos magnéticos e elétricos, de modo a minimizar os efeitos negativos dessas distorções na rede elétrica.

2.3 Motores de Indução Trifásicos

A estrutura fundamental de um motor de indução trifásico (MIT) é composta por duas partes principais: o estator, que é uma parte fixa que recebe alimentação da máquina, e o rotor, que é a parte móvel responsável por transferir torque ao eixo mecânico acoplado à carga. Essas duas partes são dispostas concêntricamente, separadas por um espaço estreito denominado entreferro, cuja função é permitir o acoplamento magnético com mínima resistência à circulação do fluxo magnético (CHAPMAN, 2012).

O estator consiste em um núcleo de chapas de aço silicioso empilhadas para reduzir perdas por correntes parasitas, contendo ranhuras internas onde são inseridos os enrolamentos trifásicos. Esses enrolamentos são distribuídos espacialmente de forma a produzir um campo magnético girante quando alimentados por tensões trifásicas balanceadas.

O rotor, por sua vez, pode assumir duas configurações principais: rotor bobinado e rotor tipo gaiola de esquilo. O rotor bobinado possui enrolamentos trifásicos similares aos do estator, cujas extremidades são conectadas a anéis coletores, permitindo controle externo da resistência

do rotor, o que pode ser vantajoso em partidas ou controle de velocidade (FERREIRA, 2013). Por sua vez, o rotor do tipo gaiola de esquilo é formado por barras condutoras alojadas em ranhuras longitudinais do núcleo, interligadas por anéis de curto-circuito nas extremidades, formando um circuito fechado. Esta configuração é mais robusta, econômica e largamente utilizada em aplicações industriais, apesar de apresentar menor flexibilidade de controle (RIBEIRO, 2021).

A Figura 6 ilustra a composição interna do rotor e estator na máquina.

Figura 6 – Estrutura típica de um estator e rotor do MIT.



Fonte: (CUPERTINO, 2021)

2.3.1 Princípio de Funcionamento MIT

O motor de indução trifásico é uma máquina elétrica de corrente alternada amplamente utilizada em diversas aplicações industriais. Quando alimentado por um sistema trifásico equilibrado, o estator gera um campo magnético girante no entreferro (CHAPMAN, 2012). A velocidade desse campo magnético, chamada de velocidade síncrona N_s , é expressa em rotações por minuto (rpm) e é dada pela Equação 2.3.

$$N_s = \frac{120f}{p} \quad (2.3)$$

onde f representa a frequência da alimentação em hertz e p é o número de polos da máquina.

O fluxo magnético variável no entreferro induz correntes nas barras do rotor, que, por sua vez, interagem com o campo magnético para gerar torque e provocar o movimento do rotor. O comportamento do motor depende do movimento relativo entre o rotor e o campo magnético girante do estator (RIBEIRO, 2021).

Para descrever esse movimento, define-se o escorregamento s , que quantifica a diferença relativa entre a velocidade síncrona do campo magnético N_s e a velocidade do rotor N . O escorregamento é uma variável adimensional calculada pela Equação 2.4.

$$s = \frac{N_s - N}{N_s} \times 100\% \quad (2.4)$$

Além disso, o escorregamento pode ser representado em termos das velocidades angulares, sendo ω_s a velocidade angular síncrona do campo magnético e ω_r a velocidade angular do rotor, ambos em radianos por segundo (CHAPMAN, 2012). Essas velocidades estão relacionadas conforme a Equação 2.5 e 2.6.

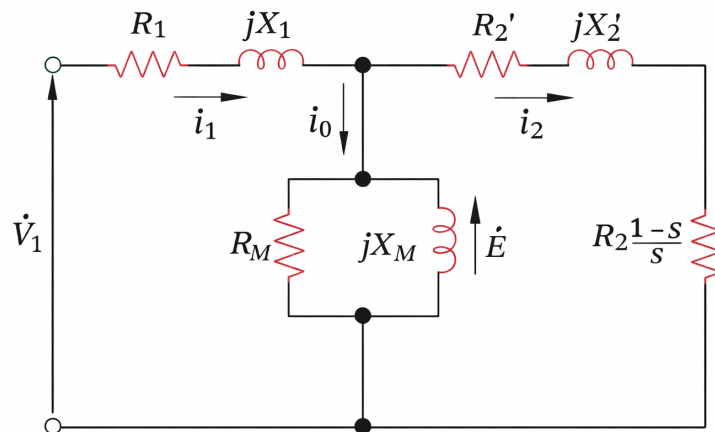
$$\omega_s = \frac{2\pi f}{p/2} = \frac{4\pi f}{p} \quad (2.5)$$

$$\omega_r = (1 - s) \omega_s \quad (2.6)$$

Essas expressões são fundamentais para a análise do desempenho dinâmico do motor de indução, pois o torque gerado está diretamente relacionado ao escorregamento, que indica o desvio do rotor em relação ao campo girante síncrono (CHAPMAN, 2012).

O comportamento do motor de indução em regime permanente pode ser representado de forma precisa através de seu circuito equivalente por fase, o qual é derivado a partir do modelo eletromagnético do acoplamento entre o estator e o rotor. Esse circuito permite analisar o desempenho elétrico e mecânico da máquina utilizando conceitos análogos aos de um transformador, com todos os parâmetros referidos ao estator (CHAPMAN, 2012). A composição destes parâmetros pode ser definida em um circuito equivalente demonstrado na Figura 7.

Figura 7 – Circuito equivalente do MIT visto pelo lado do estator.



Fonte: (CHAPMAN, 2012)

Conforme o modelo adotado pela norma (IEEE 112, 2017) e amplamente descrito por (CHAPMAN, 2012), o circuito equivalente por fase do motor de indução trifásico é composto por diversos elementos que representam os fenômenos físicos da máquina. As grandezas V_1

e I_1 correspondem, respectivamente, à tensão e à corrente de fase aplicadas ao estator. Os parâmetros R_1 e X_1 representam a resistência e a reatância de dispersão do estator, respectivamente, responsáveis por modelar as perdas ôhmicas e os efeitos de fuga magnética no enrolamento do estator.

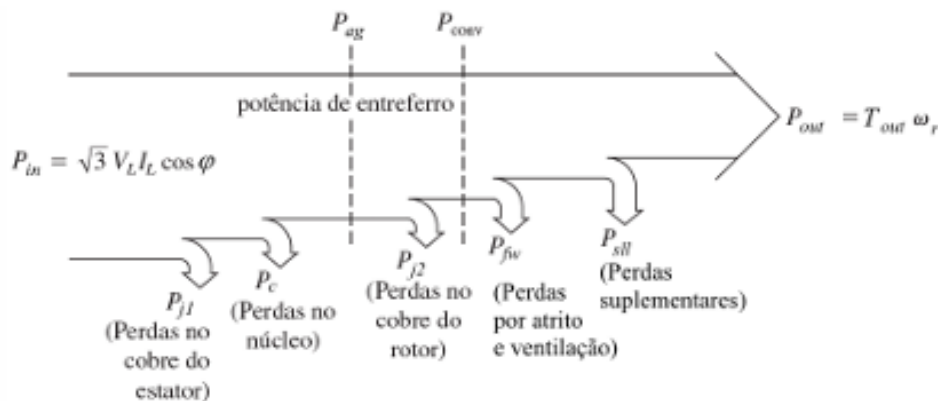
Do lado do rotor, R'_2 e X'_2 correspondem à resistência e à reatância de dispersão do rotor referidas ao estator, respectivamente, representando as perdas no cobre do rotor e sua dispersão magnética. O ramo de magnetização, formado por R_M e X_m , é utilizado para modelar as perdas no núcleo magnético e a corrente magnetizante, respectivamente, responsável pela criação do campo girante no entreferro (FERREIRA, 2013). A tensão V_1 representa a tensão interna induzida no estator devido ao fluxo magnético no entreferro, sendo diretamente relacionada à tensão induzida no rotor.

2.3.2 Harmônicos em Motores de Indução

A presença de componentes harmônicas na alimentação de motores de indução afeta diretamente seu desempenho eletromecânico e o seu diagrama de perdas (RIBEIRO, 2021). Conforme os conceitos apresentados por (CHAPMAN, 2012), as tensões e correntes harmônicas produzem campos magnéticos girantes adicionais, que se somam ao campo fundamental responsável pelo torque útil. As harmônicas de sequência positiva giram no mesmo sentido do campo principal, enquanto as de sequência negativa giram no sentido oposto, gerando torques pulsantes e componentes de torque de sentido contrário à rotação do rotor (CHAPMAN, 2012).

A seguir, a Figura 8 apresenta o diagrama de potência do motor de indução, o qual possibilita a visualização da distribuição da potência elétrica de entrada entre as diversas parcelas de perdas e a potência mecânica disponibilizada no eixo. Tal representação relaciona-se ao contexto referente às perdas harmônicas, uma vez que evidencia os estágios do fluxo energético nos quais componentes harmônicas podem intensificar perdas elétricas e mecânicas, comprometendo o desempenho global do motor (RIBEIRO, 2021).

Figura 8 – Diagrama de Potência do MIT.



Fonte: (CHAPMAN, 2012)

De acordo com Chapman (2012), o diagrama de potência do motor de indução representa a conversão gradual da potência elétrica de entrada em potência mecânica útil, considerando as diversas perdas que ocorrem durante o processo eletromecânico.

- **Perdas no cobre do estator (P_{fe}):** correspondem às perdas ôhmicas nas resistências dos enrolamentos do estator, causadas pela circulação da corrente elétrica nos condutores. A presença de componentes harmônicas aumenta o valor eficaz da corrente, ampliando as perdas por efeito Joule e o aquecimento das bobinas (FERREIRA, 2013).
- **Perdas no núcleo (P_c):** resultam dos fenômenos de histerese e correntes parasitas no ferro do estator. As harmônicas, por apresentarem frequências superiores à fundamental, intensificam esses efeitos, aumentando o número de ciclos de magnetização e a dissipação de energia no núcleo magnético (RIBEIRO, 2021).
- **Perdas no cobre do rotor (P_{f2}):** são decorrentes da resistência elétrica dos condutores do rotor, proporcional à corrente induzida. As harmônicas de sequência negativa e zero geram correntes adicionais no rotor, provocando aquecimento excessivo e redução do rendimento da máquina (CHAPMAN, 2012).
- **Perdas mecânicas (P_{fw}):** englobam atrito nos mancais e perdas por ventilação. Embora não sejam diretamente causadas pelas harmônicas, o aumento de vibrações e torques pulsantes devido a elas intensifica os esforços mecânicos e eleva essa parcela de perda (RIBEIRO, 2021).
- **Perdas suplementares (P_{str}):** abrangem efeitos não totalmente quantificados, como a distribuição não uniforme de corrente e dispersões de fluxo. As harmônicas tornam essas perdas mais relevantes, pois introduzem distorções no campo magnético e variações de fluxo no entreferro, ampliando o total de perdas internas e reduzindo a eficiência do motor (FERREIRA, 2013).

Portanto, a presença de harmônicas influencia negativamente todas as parcelas de perdas do diagrama, resultando em menor rendimento, maior aquecimento e degradação do desempenho eletromecânico do motor de indução (RIBEIRO, 2021).

2.4 Inversores de Frequência

O inversor de frequência é um dispositivo eletrônico de potência responsável por converter um sinal CC (corrente contínua) em um sinal CA (corrente alternada) com frequência e amplitude controláveis. Essa conversão permite o controle preciso da velocidade e do torque de motores elétricos, especialmente os motores de indução trifásicos, amplamente utilizados na indústria.

Segundo Boylestad (2014), o inversor atua como o estágio final de um sistema conversor de energia, recebendo uma tensão contínua do barramento CC proveniente de um retificador,

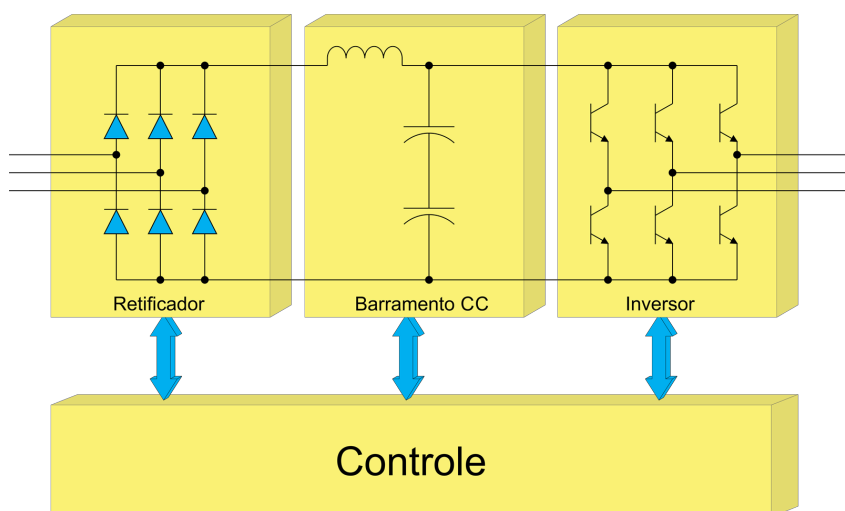
e reconvertendo-a em forma alternada, por meio do chaveamento controlado de componentes eletrônicos de potência, como os MOSFET's e os IGBT's.

De acordo com Borba (2019), o inversor de frequência tem como função principal variar a rotação dos motores de corrente alternada por meio do ajuste simultâneo da tensão e da frequência aplicadas ao estator. Esse processo garante um controle suave e eficiente, reduzindo o consumo energético e proporcionando maior durabilidade aos equipamentos. Dessa forma, o inversor se tornou um elemento fundamental em sistemas de automação e acionamento elétrico modernos, substituindo métodos mecânicos de controle de velocidade por soluções totalmente eletrônicas.

Os primeiros inversores surgiram por volta da década de 1960, empregando tiristores (SCRs) como elementos de comutação (BOYLESTAD, 2014). Naquela época, os equipamentos eram volumosos e apresentavam baixa eficiência, sendo utilizados apenas em aplicações industriais específicas. Com o avanço da tecnologia dos semicondutores, principalmente nas décadas de 1980 e 1990, surgiram os transistores de potência, como os MOSFETs e os IGBTs, que permitiram o desenvolvimento de inversores mais compactos, rápidos e confiáveis (BOYLESTAD, 2014; BORBA, 2019). De maneira geral, o inversor de frequência representa uma das mais importantes aplicações da eletrônica de potência moderna, pois combina técnicas avançadas de comutação, modulação e controle digital para converter e regular a energia elétrica de forma eficiente.

A seguir, a Figura 9 apresenta o diagrama de blocos de um inversor de frequência, que ilustra de forma simplificada as etapas fundamentais do processo de conversão de energia. O esquema destaca a retificação da tensão de entrada, a formação do barramento CC e a posterior inversão para sinal CA controlado. Essa representação auxilia na compreensão do fluxo de potência e dos principais subsistemas envolvidos no controle eletrônico do equipamento (BORBA, 2019).

Figura 9 – Diagrama de Blocos Inversor de Frequência.



Fonte: (EMERICH, 2005)

A tensão alternada da rede é inicialmente convertida em corrente contínua por meio de uma ponte retificadora composta por tipicamente diodos. A tensão retificada é transferida

para o barramento em corrente contínua (CC), no qual capacitores e, em alguns casos, indutores realizam a filtragem da tensão e o armazenamento de energia. A partir desse barramento, a etapa de inversão utiliza dispositivos semicondutores de potência, transistores, organizados em uma topologia de ponte trifásica. O acionamento dessas chaves é realizado por um sistema de controle que gera sinais de comutação baseados na técnica PWM (*Pulse Width Modulation*), permitindo controlar os instantes de condução dos transistores e estabelecer a sequência de comutação necessária para gerar a forma de onda alternada na saída.

2.4.1 Retificadores

Os retificadores são dispositivos eletrônicos de potência cuja principal função é realizar a conversão de um sinal CA em CC, sua utilização é fundamental em praticamente todos os sistemas de eletrônica de potência. De acordo com Boylestad (2014), a retificação é o processo no qual dispositivos semicondutores são empregados para conduzir corrente em apenas uma direção, bloqueando o fluxo no sentido oposto, de modo a transformar a forma de onda alternada em uma componente contínua.

O retificador é o primeiro estágio de um sistema inversor de frequência, responsável por fornecer ao barramento de corrente contínua uma tensão estável e adequada. Essa etapa é essencial em inversores de frequência, fontes de alimentação e conversores industriais, uma vez que garante a energia contínua necessária para a etapa seguinte de inversão, a forma e a qualidade da tensão contínua obtida após a retificação influenciam diretamente o desempenho global do sistema, afetando fatores como o valor eficaz da tensão, perdas e eficiência energética (BORBA, 2019).

A operação dos retificadores está ligada ao comportamento dos semicondutores de potência utilizados, os quais devem suportar correntes elevadas e variações rápidas de tensão (BOYLESTAD, 2014).

De acordo com Boylestad (2014) os retificadores podem ser classificados de três maneiras, controlados e não controlados, de acordo com o número de fases de entrada e se são de meia-ponte ou de ponte completa.

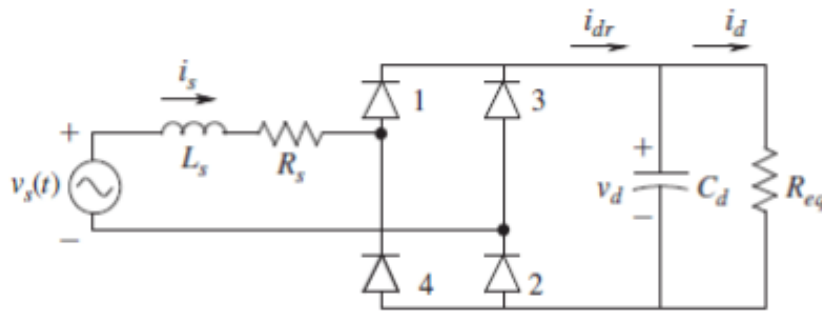
2.4.2 Retificadores Não Controlados

Segundo Borba (2019), os retificadores não controlados são circuitos que empregam diodos como elementos de comutação, conduzindo automaticamente sempre que estão polarizados diretamente. Dessa forma, o processo de retificação ocorre de maneira passiva, sem a possibilidade de intervenção no instante de chaveamento dos dispositivos.

A Figura 10 apresenta o circuito de um retificador não controlado de ponte completa, composto por quatro diodos responsáveis pelo processo de retificação da tensão alternada de entrada. Esses dispositivos conduzem de forma automática de acordo com a polaridade da tensão

da rede, permitindo que apenas dois diodos conduzam simultaneamente em cada semiciclo da tensão de entrada. O indutor L_s representa a indutância da fonte, enquanto R_s modela a resistência equivalente da linha ou da fonte de alimentação. Após o processo de retificação, a tensão contínua resultante V_d é aplicada ao barramento CC, onde o capacitor C_d atua na filtragem da tensão, reduzindo a ondulação (*ripple*) presente no sinal retificado. A carga do circuito é representada pela resistência equivalente R_{eq} , que modela o consumo de potência do sistema conectado ao retificador.

Figura 10 – Retificador não controlado de ponte completa.



Fonte: (RASHID, 2006)

A forma de onda de saída é uma tensão pulsante positiva, com frequência do *ripple* igual ao dobro da frequência da rede, por exemplo, 60 Hz possui uma saída pulsante a 120 Hz, (RASHID, 2023), sendo representada pela Equação 2.7.

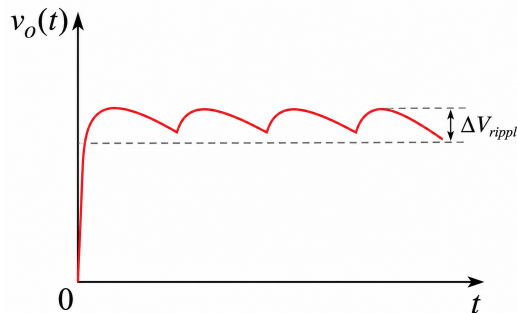
$$v_o(t) = |V_m \sin(\omega t)| \quad (2.7)$$

onde:

- V_m é o valor máximo da tensão de entrada, expresso em volts (V).

A Figura 11 retrata o esboço da forma de saída do sinal retificado.

Figura 11 – Forma de onda sinal de saída retificado.



Fonte: (RASHID, 2006)

2.4.3 Retificadores Controlados

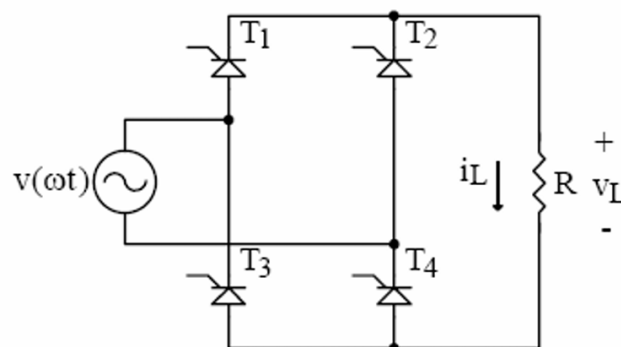
Os retificadores controlados são conversores de potência capazes de transformar um sinal de entrada CA em um sinal de saída CC, permitindo o controle do instante em que a condução de corrente se inicia em cada semiciclo da tensão de entrada. Segundo Boylestad (2014), a principal característica desses circuitos é a utilização de dispositivos semicondutores que podem ser acionados eletronicamente, possibilitando ajustar a forma e o valor médio da tensão de saída. Essa capacidade de controle torna o retificador uma etapa fundamental em sistemas que exigem regulação precisa de potência, como fontes controladas e inversores de frequência.

De acordo com Rashid (2023), o funcionamento dos retificadores controlados baseia-se no uso de componentes que permanecem bloqueados até receberem um sinal de disparo apropriado. O dispositivo mais comum empregado nesse tipo de circuito é o tiristor, ou SCR, que atua como uma chave semicondutora controlável, quando polarizado diretamente, o SCR conduz apenas após receber um pulso de disparo no terminal de *gate*, permitindo o início da condução em um ponto específico do ciclo da tensão alternada. A interrupção da corrente ocorre naturalmente ao final do semiciclo, quando a tensão se torna nula ou negativa (BOYLESTAD, 2014).

O princípio de disparo dos retificadores controlados, baseia-se na aplicação de um sinal de corrente de controle no terminal de *gate* do tiristor, sincronizado com a tensão de entrada. O momento de aplicação desse pulso determina o ângulo de disparo (α), que define o intervalo de condução e, consequentemente, o valor médio da tensão contínua obtida na saída. Assim, o controle do ângulo de disparo permite variar a tensão de saída de forma suave, sem a necessidade de elementos dissipativos, garantindo elevada eficiência energética (RASHID, 2023).

A Figura 12 demonstra a forma de construção de um retificador controlado de onda completa.

Figura 12 – Circuito retificador controlado de onda completa.



Fonte: (BORBA, 2019)

Segundo Rashid (2023), a tensão instantânea de saída $v_o(t)$ no circuito de ponte controlada com carga resistiva pode ser escrita por partes, em função do ângulo $\theta = \omega t$:

$$v_o(\theta) = \begin{cases} 0, & 0 \leq \theta < \alpha, \\ V_m \sin \theta, & \alpha \leq \theta < \pi, \\ 0, & \pi \leq \theta < \pi + \alpha, \\ -V_m \sin \theta, & \pi + \alpha \leq \theta < 2\pi, \end{cases}$$

onde:

V_m é a amplitude da tensão de rede e α é o ângulo de disparo dos tiristores (SCRs), expresso em volts (V).

O valor médio sobre a carga, calculado em um período 2π , é dado pela Equação 2.8:

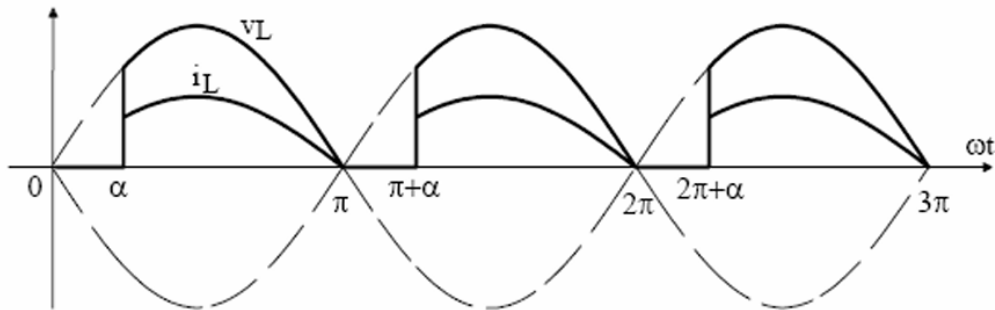
$$V_o = \frac{1}{2\pi} \left(\int_{\alpha}^{\pi} V_m \sin \theta d\theta + \int_{\pi+\alpha}^{2\pi} -V_m \sin \theta d\theta \right). \quad (2.8)$$

Efetuada-se as integrais obtém-se a Equação 2.9:

$$V_o = \frac{V_m}{\pi} (1 + \cos \alpha). \quad (2.9)$$

A forma de onda de saída de um retificador controlado apresenta uma componente contínua ajustável e uma ondulação residual dependente do ângulo de disparo. Quanto maior o valor de α , menor é o valor médio da tensão de saída, uma vez que a condução ocorre por um intervalo menor do semiciclo, de acordo com Boylestad (2014), como a Figura 13 mostra a seguir.

Figura 13 – Circuito retificador controlado de onda completa.



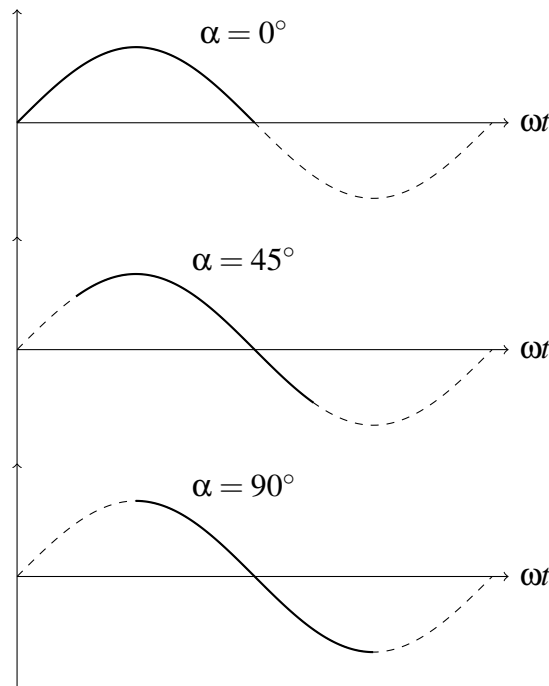
Fonte: (BORBA, 2019)

A Figura 14 ilustra a influência do ângulo de disparo α na forma de onda da tensão de saída de um retificador controlado. Observa-se que, para $\alpha = 0^\circ$, a condução ocorre desde o início do semiciclo positivo da tensão de entrada, resultando em uma tensão média máxima na carga. À medida que o ângulo de disparo aumenta, como nos casos $\alpha = 45^\circ$ e $\alpha = 90^\circ$, o

instante de condução do dispositivo semicondutor é retardado, reduzindo o intervalo de condução e, conseqüentemente, o valor médio da tensão retificada. Dessa forma, o controle do ângulo de disparo permite ajustar o nível da tensão média aplicada à carga.

Figura 14 – Influência do ângulo de disparo α na tensão de saída de um retificador controlado.

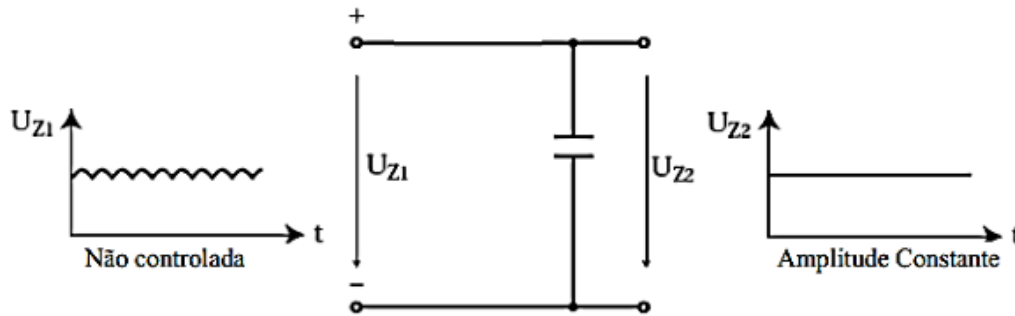
Fonte: Adaptado de Boylestad (2014).



2.4.4 Barramento CC

Após a etapa de retificação, a tensão resultante não é perfeitamente contínua, apresentando uma componente de ondulação (*ripple*) devido à natureza pulsante da tensão retificada. Essa ondulação pode provocar variações indesejadas na tensão de alimentação, comprometendo o funcionamento adequado de circuitos eletrônicos sensíveis e de dispositivos que requerem uma tensão contínua mais estável. Conforme discutido por Rashid (2023), é necessário o uso de um filtro, normalmente formado por um capacitor ou por um conjunto de capacitores, com a finalidade de suavizar essas variações. O capacitor é carregado até o valor de pico da tensão retificada e, quando a tensão de entrada começa a decrescer, os diodos passam ao estado de bloqueio, impedindo a descarga pela fonte. Nesse intervalo, o capacitor fornece energia à carga, mantendo a tensão de saída praticamente constante, o filtro capacitivo reduz significativamente o *ripple*, aproximando a forma de onda de uma tensão contínua ideal (BOYLESTAD, 2014).

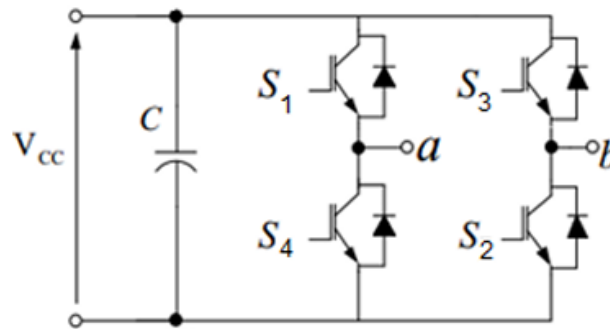
A Figura 15 demonstra que a forma de onda de tensão proveniente do retificador apresenta ondulações típicas de uma saída não controlada. O barramento CC utiliza um capacitor para reduzir essa componente pulsante. Como resultado, a forma de onda de tensão torna-se próxima de uma linha contínua e de amplitude constante na saída do barramento (RASHID, 2023).

Figura 15 – Representação circuito capacitivo (Barramento CC).

Fonte: (EMERICH, 2005)

2.5 Inversor de Frequência Monofásico

O inversor de frequência monofásico é um conversor eletrônico destinado a transformar uma tensão contínua V_{CC} em uma tensão alternada, controlando tanto sua amplitude quanto sua frequência. De acordo com Rashid (2023), esse tipo de circuito tem como principal finalidade alimentar cargas de corrente alternada, especialmente motores, permitindo o controle de velocidade e torque de forma eficiente e ajustável. A seguir, a Figura 16 demonstra o esboço do circuito de um inversor de frequência monofásico.

Figura 16 – Circuito inversor de frequência monofásico.

Fonte: (BORBA, 2019)

O circuito básico do inversor monofásico é constituído por quatro transistores semicondutores, geralmente IGBTs ou MOSFETs, dispostos em uma configuração em ponte completa. As chaves são denominadas S_1, S_2, S_3 e S_4 , e seu acionamento é controlado de forma a inverter periodicamente a polaridade da tensão aplicada à carga. Quando as chaves S_1 e S_2 estão conduzindo, o ponto a encontra-se positivo em relação ao ponto b , aplicando uma tensão de $+V_{CC}$ sobre a carga, no instante seguinte, ocorre a comutação para as chaves S_3 e S_4 , o que inverte a polaridade e aplica $-V_{CC}$ à carga. Essa comutação gera uma tensão alternada na saída do inversor (BORBA, 2019).

A forma de onda de saída resultante é, em sua forma mais simples, uma onda quadrada que alterna entre $+V_{CC}$ e $-V_{CC}$, representada na Figura 16, onde S_1 , S_2 , S_3 e S_4 representam as chaves comutadoras. No entanto, conforme discutido por Rashid (2023), técnicas de modulação como o PWM são amplamente utilizadas para aproximar a forma de onda senoidal, reduzindo as componentes harmônicas e melhorando a qualidade da energia entregue à carga (BOYLESTAD, 2014). A utilização da PWM permite controlar tanto a amplitude quanto a frequência da tensão de saída, o que torna o inversor mais versátil em aplicações de controle de motores (SILVA, 2020).

A sequência de chaveamento é cuidadosamente planejada para evitar curto-circuitos no barramento de corrente contínua. Em operação ideal, apenas dois dispositivos da ponte conduzem simultaneamente, enquanto os outros permanecem bloqueados (RASHID, 2023). O padrão de chaveamento pode ser representado da seguinte forma, conforme Tabela 3:

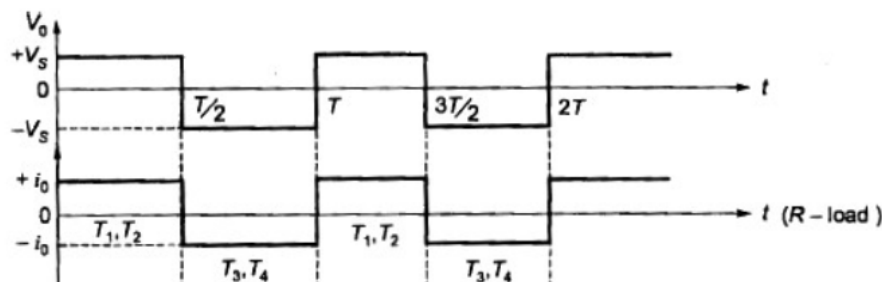
Tabela 3 – Sequência de chaveamento do inversor monofásico em ponte completa.

Fonte: Adaptado de RASHID (2023).

Intervalo	S_1	S_2	S_3	S_4	V_{ab}
$t_0 - t_1$	ON	ON	OFF	OFF	$+V_{CC}$
$t_1 - t_2$	OFF	OFF	ON	ON	$-V_{CC}$

A Figura 17 apresenta a forma de onda típica da tensão de saída de um inversor monofásico em ponte completa. Os instantes t_0 , t_1 e t_2 representando na Tabela 3 são pontos específicos do período fundamental T e são utilizados para descrever a sequência de comutação das chaves. O instante t_0 corresponde ao início de um novo semiciclo, sendo definido como $t_0 = 0$. A primeira transição de polaridade ocorre em t_1 , instante no qual a forma de onda altera seu nível após metade do período, de modo que $t_1 = T/2$. A segunda transição ocorre ao final do período fundamental, definindo $t_2 = T$. No intervalo $t_0 \rightarrow t_1$ (de 0 a $T/2$), as chaves S_1 e S_2 permanecem em condução, aplicando à carga a polaridade $V_{ab} = +V_{CC}$. No intervalo subsequente, $t_1 \rightarrow t_2$ (de $T/2$ a T), ocorre a transferência de condução para as chaves S_3 e S_4 , invertendo a polaridade na carga e resultando em $V_{ab} = -V_{CC}$. Assim, os instantes t_0 , t_1 e t_2 caracterizam os pontos de comutação responsáveis pela alternância controlada da tensão de saída do inversor.

Figura 17 – Forma de onda de saída inversor de frequência monofásico.



Fonte: (RASHID, 2006)

Durante cada intervalo de tempo, a comutação entre esses pares de chaves define a frequência da tensão alternada gerada. Dessa forma, a frequência fundamental da tensão de saída é determinada pela taxa de chaveamento *Duty Cycle*, e sua amplitude pode ser ajustada pela técnica de modulação adotada (BOYLESTAD, 2014).

O ciclo de trabalho de um inversor monofásico com PWM é definido pela razão entre o tempo em que a chave permanece conduzindo (t_{on}) e o período total do sinal de comutação (T_s).

Assim, a expressão fundamental é dada pela Equação 2.10:

$$D = \frac{t_{on}}{T_s} \quad (2.10)$$

onde:

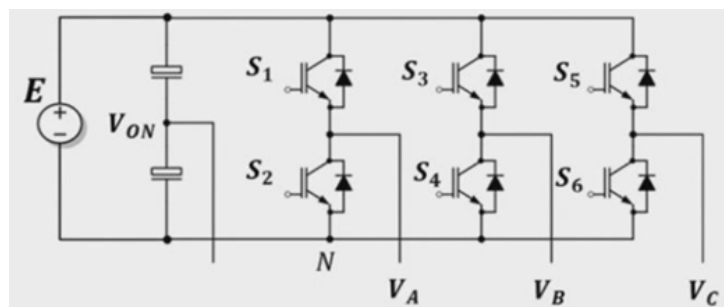
- D é o ciclo de trabalho (*duty cycle*), adimensional;
- t_{on} é o tempo em que a chave permanece conduzindo, em segundos (s);
- T_s é o período de comutação do sinal PWM, em segundos (s).

2.6 Inversor de Frequência Trifásico

O inversor de frequência trifásico é a configuração mais utilizada em aplicações industriais, especialmente no controle de motores de indução trifásicos. De acordo com Rashid (2023), ele tem a função de converter uma tensão contínua em três tensões alternadas defasadas entre si de 120° , reproduzindo a forma de onda de um sistema trifásico balanceado.

A estrutura básica do inversor trifásico é composta por seis dispositivos semicondutores, geralmente IGBTs ou MOSFETs, organizados em três braços um para cada fase da carga, denominadas a , b e c (BOYLESTAD, 2014). Cada ramo contém duas chaves dispostas de forma semelhante à de uma meia ponte. O barramento de corrente contínua fornece a tensão V_{CC} , e a carga trifásica é conectada entre os pontos médios de cada ramo, como mostra a Figura 18.

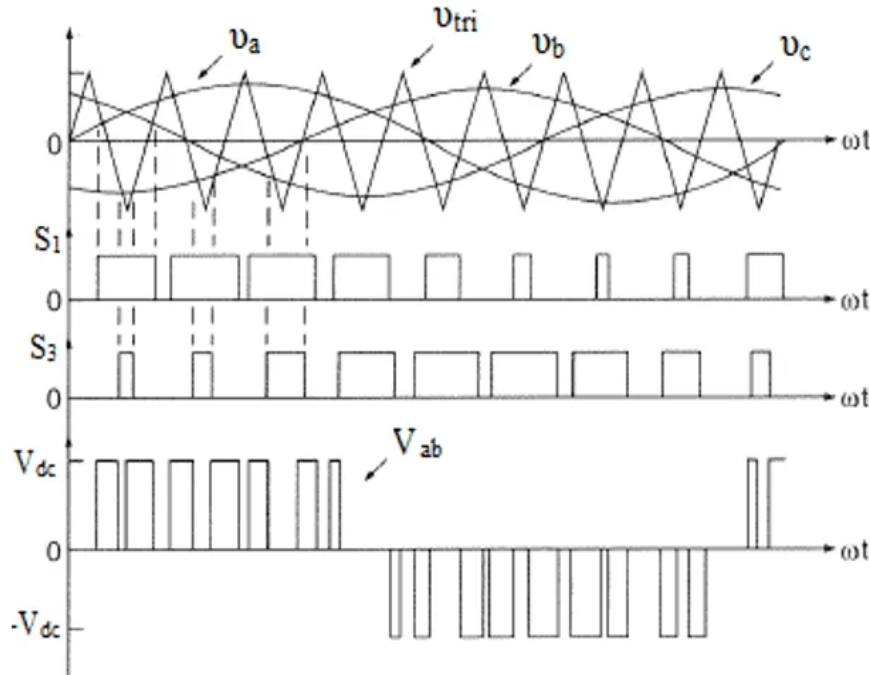
Figura 18 – Circuito inversor de frequência trifásico.



Fonte: (EMERICH, 2005)

A forma de onda mais simples obtida é uma onda quadrada trifásica, em que cada fase assume alternadamente os valores $+\frac{V_{CC}}{2}$ e $-\frac{V_{CC}}{2}$. Em operação mais sofisticada, aplica-se a modulação por largura de pulso senoidal trifásica (SPWM), onde três sinais senoidais defasados de 120° modulam a largura dos pulsos de cada fase (SILVA, 2020). Essa técnica permite gerar uma tensão de saída com forma de onda próxima à senoidal, reduzindo as componentes harmônicas e melhorando a eficiência do sistema.

Figura 19 – Formas de onda PWM para o inversor de frequência trifásico.



Fonte: (RASHID, 1999)

A Figura 19 apresenta as principais formas de onda do processo de modulação PWM em um inversor de frequência trifásico. As tensões de referência v_a , v_b e v_c correspondem a sinais senoidais defasados de 120° , responsáveis por definir a frequência e a amplitude desejadas na saída do inversor. Esses sinais são comparados à portadora triangular v_{tri} , cuja alta frequência estabelece os instantes de comutação das chaves semicondutoras. A partir dessa comparação são gerados os sinais lógicos S_1 , S_3 e demais comandos, que determinam a aplicação de $+V_{dc}$ ou $-V_{dc}$ aos terminais das fases. A tensão resultante entre fases, como V_{ab} , apresenta forma pulsada típica de um PWM, sendo filtrada pela indutância do motor, que reconstrói uma tensão aproximadamente senoidal adequada à operação eletromecânica (RASHID, 2023).

Segundo (RASHID, 2023), a tensão de linha fundamental resultante pode ser expressa pela Equação 2.11:

$$V_{LL,1} = \sqrt{3} m_a \frac{V_{CC}}{2} \quad (2.11)$$

onde m_a é o índice de modulação e V_{CC} é a tensão total do barramento de corrente contínua.

O fator $\sqrt{3}$ resulta da relação entre tensão de linha e tensão de fase em sistemas trifásicos balanceados. Assim, a amplitude da tensão de linha aumenta proporcionalmente a m_a e à tensão de alimentação V_{CC} (SILVA, 2020).

2.7 Componentes Harmônicas em Inversores de Frequência

De acordo com Boylestad (2014), as componentes harmônicas em inversores de frequência são inevitáveis e resultam diretamente do processo de modulação e comutação dos dispositivos semicondutores. Ao converter a tensão contínua em alternada por meio de pulsos controlados geralmente utilizando o PWM, a forma de onda de saída deixa de ser uma senóide pura, apresentando distorções que se manifestam como harmônicas de diferentes ordens.

As harmônicas são geradas devido à natureza discreta e periódica do chaveamento, cuja frequência de comutação determina a distribuição espectral do sinal. As harmônicas aparecem como múltiplos inteiros da frequência fundamental, e sua magnitude depende do tipo de modulação adotado e da relação entre a frequência de chaveamento e a frequência de saída (RASHID, 2023). Nos inversores PWM senoidais, por exemplo, as harmônicas mais significativas concentram-se próximas à frequência de chaveamento e suas bandas laterais, reduzindo a presença de harmônicas de baixa ordem (BOYLESTAD, 2014).

Segundo Rashid (2023) a presença dessas componentes altera significativamente a qualidade da forma de onda entregue à carga. Harmônicas de baixa ordem (como 5ª, 7ª, 11ª e 13ª) são particularmente problemáticas, pois geram correntes adicionais e distorções de torque em motores de indução, enquanto as harmônicas de alta ordem podem causar interferência eletromagnética (EMI) e aumentar perdas nos circuitos magnéticos e nos cabos de alimentação (LIMA, 2017).

2.8 Distorção Harmônica Individual e Total

A presença de harmônicos em um sistema elétrico pode ser avaliada de forma individual ou por meio de sua contribuição total. A análise desses índices de distorção é essencial para o monitoramento da qualidade da energia elétrica, permitindo avaliar o impacto das componentes harmônicas sobre o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos conectados à rede. Além disso, a comparação desses valores com os limites estabelecidos por normas e recomendações técnicas auxilia na verificação da conformidade das condições de operação do sistema elétrico.

Os níveis de distorção harmônica são obtidos a partir da análise do espectro harmônico, que permite identificar a amplitude de cada componente em relação à frequência fundamental. Dessa forma, a distorção individual expressa o percentual que determinado harmônico representa frente ao valor da componente fundamental do sinal, seja de tensão ou de corrente. Em termos matemáticos, essa relação é determinada pela razão entre a amplitude da componente harmônica de ordem h e a amplitude da componente fundamental. Esse tipo de avaliação é fundamental para identificar quais ordens harmônicas têm maior influência sobre a forma de onda e, conse-

quentemente, sobre o desempenho dos equipamentos elétricos conectados à rede (OLIVEIRA, 2019).

Dessa forma, a distorção harmônica individual pode ser expressa matematicamente por meio das relações apresentadas a seguir, que definem a razão entre a amplitude da componente harmônica de ordem h e a amplitude da componente fundamental, tanto para tensão quanto para corrente, conforme as Equação 3.0 e 3.1.

- Distorção Harmônica Individual de Tensão (DHI_V)

$$DHI_V = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (3.0)$$

- Distorção Harmônica Individual de Corrente (DHI_I)

$$DHI_I = \frac{I_h}{I_1} \times 100 \quad (3.1)$$

onde:

- V_h é o valor eficaz da componente harmônica de ordem h da tensão, expresso em volts (V);
- V_1 é o valor eficaz da componente fundamental da tensão, expresso em volts (V);
- I_h é o valor eficaz da componente harmônica de ordem h da corrente, expresso em ampères (A);
- I_1 é o valor eficaz da componente fundamental da corrente, expresso em ampères (A).

Conforme destacado por Oliveira (2019), a análise da DHT tem como objetivo fornecer um indicador que demonstre o efeito combinado de todas as componentes harmônicas presentes nas formas de onda de tensão e de corrente. Esse parâmetro expressa o grau de deformação do sinal em relação à sua componente fundamental, permitindo avaliar o quanto a forma de onda se afasta do comportamento ideal de uma forma de onda senoidal. Assim, a DHT representa um índice global de qualidade, refletindo a influência simultânea de todas as ordens harmônicas existentes no sistema.

As Equações (3.2) e (3.3) apresentam as expressões matemáticas utilizadas para o cálculo da Distorção Harmônica Total de corrente e de tensão, respectivamente:

$$DHT_I = \sqrt{\sum_{h=2}^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2} \times 100 \quad (3.2)$$

$$DHT_V = \sqrt{\sum_{h=2}^n \left(\frac{V_h}{V_1} \right)^2} \times 100 \quad (3.3)$$

onde:

- h é a ordem harmônica;
- V_h é o valor eficaz da tensão harmônica de ordem h , em volts (V);
- V_1 é o valor eficaz da componente fundamental da tensão, em volts (V);
- I_h é o valor eficaz da corrente harmônica de ordem h , em amperes (A);
- I_1 é o valor eficaz da componente fundamental da corrente, em amperes (A).

Além da DHT_u e da DHT_i , utiliza-se também o indicador DTT, que representa a distorção total de tensão no sistema elétrico. Esse índice expressa a relação entre a soma das componentes harmônicas presentes na tensão e a componente fundamental, sendo utilizado como parâmetro para avaliar o nível de deformação da forma de onda de tensão, de acordo com a norma IEC 61000-3-6.

Os valores de distorção harmônica total de tensão apresentados na Tabela 4 são utilizados como base para o planejamento dos sistemas elétricos, com foco na Qualidade da Energia Elétrica (QEE), conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST.

Tabela 4 – Limites das distorções harmônicas totais em % da tensão fundamental.

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} \leq V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$
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: PRODIST - Módulo 8, 2023.

onde:

- **DTT%** - Distorção harmônica total de tensão;
- **DTT95%** - Valor do indicador DTT% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas;
- **DTTp%** - Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3;
- **DTTi95%** - Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3;
- **DTT3%** - Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3.

2.8.1 Distorção Harmônica Total da Corrente (TDD)

A TDD é um indicador amplamente utilizado para a avaliação da qualidade da corrente elétrica em sistemas de potência, complementando a análise da DHT. Diferentemente da DHT, que relaciona a soma das componentes harmônicas ao valor instantâneo da componente fundamental, a TDD utiliza como referência a corrente de demanda máxima da instalação. Essa abordagem fornece uma avaliação mais representativa das condições reais de operação, especialmente em sistemas sujeitos a variações significativas de carga (CARVALHO, 2020).

Segundo Carvalho (2020), o emprego da corrente de demanda como base de normalização reduz problemas decorrentes de valores reduzidos da corrente fundamental durante períodos de baixa carga. De acordo com Silva (2020), afirma que a TDD é útil em ambientes industriais, nos quais a presença de cargas não lineares como retificadores, conversores e acionamentos eletrônicos, dispositivos que implica em variações expressivas de corrente ao longo do tempo.

No contexto brasileiro, a ANEEL, por meio do Módulo 8 do PRODIST, estabelece diretrizes para o monitoramento e avaliação da QEE. Embora o PRODIST apresente limites normativos principalmente para indicadores de tensão, como a DHT_u, ele reconhece a relevância da análise harmônica de corrente, sendo a TDD amplamente utilizada em estudos de impacto, planejamento e diagnóstico de instalações consumidoras (CARVALHO, 2020). O uso da corrente de demanda máxima como referência evita subestimações dos níveis de distorção, padronizando a análise independentemente do nível de carga instantânea durante a medição (SILVA, 2020).

Matematicamente, a TDD é definida pela relação entre a raiz quadrática da soma das correntes harmônicas e a corrente de demanda máxima da instalação, conforme apresentado na Equação (3.4).

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^N I_h^2}}{I_1} \cdot \frac{I_1}{I_L} \quad (3.4)$$

onde:

- I_h representa a corrente da harmônica de ordem h ;
- I_1 é a corrente da componente fundamental;
- I_L corresponde à corrente de demanda máxima da instalação.

Observa-se ainda que esse indicador pode ser relacionado à DHT_i, sendo também expresso pela relação entre a DHT_i e o fator $\frac{I_1}{I_L}$, sendo representado pela Equação 3.5.

onde:

$$TDD = DHT_i \cdot \frac{I_1}{I_L} \quad (3.5)$$

Assim, o índice TDD relaciona o conteúdo harmônico da corrente com a corrente de demanda máxima da instalação, permitindo uma avaliação mais representativa da distorção harmônica associada ao carregamento do sistema elétrico.

Normas internacionais como a IEEE 519 reforçam que a TDD é o indicador preferencial para a definição de limites de correntes harmônicas em sistemas elétricos, uma vez que expressa de forma mais precisa o impacto cumulativo das cargas não lineares nas condições típicas de carregamento. Assim, mesmo não sendo estabelecida como índice normativo obrigatório no PRODIST, a TDD é amplamente empregada em estudos avançados de QEE, permitindo identificar sobrecargas térmicas, avaliar perdas adicionais, detectar possíveis condições de ressonância e definir o correto dimensionamento de filtros harmônicos (CARVALHO, 2020).

Portanto, a TDD complementa de maneira eficaz a análise da distorção individual e total de corrente, fornecendo uma perspectiva mais robusta sobre a intensidade dos harmônicos em função do perfil de demanda do sistema (SOARES, 2021).

2.9 Normas e Limites Associados à Distorção Harmônica

Esta seção tem como objetivo apresentar os principais conceitos relacionados aos harmônicos, abordando sua origem, os efeitos que provocam nos sistemas elétricos e as normas que tratam desse tema.

Os harmônicos podem ser definidos como um conjunto de sinais de forma senoidal cujas frequências são múltiplos inteiros de uma frequência de referência, denominada frequência fundamental. Quando essas componentes se somam à componente fundamental, ocorre o fenômeno conhecido como distorção harmônica, que corresponde à deformação das formas de onda de tensão e corrente em relação à senoide ideal da frequência fundamental (SOARES, 2021).

Em termos gerais, qualquer forma de onda periódica pode ser representada pela soma de uma componente de frequência fundamental com outras componentes senoidais de diferentes amplitudes e frequências, conhecidas como componentes harmônicas (MESQUITA, 2020). Essa representação é possível devido ao teorema de Fourier, segundo o qual qualquer função periódica contínua pode ser decomposta em uma série de funções senoidais.

Idealmente, as tensões e correntes presentes nos sistemas elétricos deveriam manter-se puramente senoidais. No Brasil, utiliza-se uma frequência de 60 Hz, porém, na prática, observa-se que as formas de onda apresentam desvios dessa condição. Quanto maior a distorção harmônica, mais severos tendem a ser os efeitos sobre os equipamentos elétricos, resultando em aquecimento excessivo, falhas prematuras e ruídos indesejáveis (CARVALHO, 2021).

O PAC é o local de um sistema elétrico onde diferentes cargas, instalações ou consumidores se conectam à rede de distribuição. É nesse ponto que se avaliam os níveis de distorção harmônica permitidos, pois ele representa a interface entre a instalação do usuário e o sistema da concessionária (AKAGI, 1996).

As Tabelas 5 e 6 apresentam os limites de distorção harmônica de corrente, estabelecidos de acordo com a tensão nominal dos circuitos e as ordens das componentes harmônicas individuais. Observa-se que, à medida que a corrente máxima de curto-circuito (ICC) disponível no PAC aumenta em relação à corrente da carga (IL), os limites de distorção de corrente aceitáveis também se tornam mais elevados. Isso ocorre porque sistemas com maior capacidade de curto-circuito suportam melhor os efeitos das harmônicas, conforme indicado pela norma IEEE 519.

Tabela 5 – Limites de distorção harmônica de corrente:

Sistemas de distribuição (120 V a 69 kV).

Harmônica de Ordem Ímpar						DDT (%)
I _{cc} /I _L	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	
< 20*	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 < 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 < 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 < 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Fonte: IEEE Standard 519, 2022.

Tabela 6 – Limites de distorção harmônica de corrente

Sistemas de subtransmissão (69 kV < V ≤ 161 kV)

Harmônica de Ordem Ímpar						DDT (%)
I _{cc} /I _L	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	
< 20*	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
20 < 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0
50 < 100	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0
100 < 1000	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5
> 1000	7,5	3,5	3,0	1,25	0,7	10,0

Fonte: IEEE Standard 519, 2022.

Sabe-se que os harmônicos podem ser causados pela conexão de cargas não lineares na rede elétrica, afetando não apenas a instalação de origem, mas também propagando-se para a rede de distribuição e prejudicando outros usuários (CEMIG, 2023). Portanto, tanto as concessionárias quanto os consumidores finais são responsáveis pela injeção de harmônicos no sistema.

A Tabela 7 apresenta os limites de distorção harmônica de tensão estabelecidos pela norma IEEE 519 para avaliação no PAC em instalações industriais. Esses limites consideram tanto a distorção harmônica individual quanto a DHTu, variando de acordo com o nível de tensão do sistema elétrico. Observa-se que, em sistemas de menor tensão, como redes de distribuição, os limites são mais restritivos, enquanto em sistemas de níveis de tensão mais elevados são admitidos valores ligeiramente maiores de distorção. Essa diferença está associada à maior robustez e à

maior capacidade de curto-circuito dos sistemas de transmissão e subtransmissão, o que reduz a sensibilidade do sistema às distorções harmônicas IEEE 519.

Tabela 7 – Limites de distorção de tensão.

Tensão no PAC	Distorção Individual	DHTv
69 kV e abaixo	3%	5%
69001 V até 161000 V	1,5%	2,5%
Acima 161000 V	1%	1,5%

Fonte: IEEE Standard 519, 2022.

A Qualidade de Energia Elétrica (QEE) diz respeito às condições da energia fornecida quanto à forma de onda, tensão e frequência, sendo essencial para o bom desempenho e durabilidade dos equipamentos. Segundo Lima (2017), embora normas nacionais, como o PRODIST, tenham sido desenvolvidas com base em referências internacionais, existem diferenças relevantes em seus critérios de avaliação. A norma IEEE 519, por exemplo, estabelece limites para a DHT tanto de tensão quanto de corrente no PAC. Já a regulamentação brasileira, por meio da ANEEL, concentra-se principalmente nos limites associados às distorções harmônicas de tensão, cujos valores variam conforme o nível de tensão do sistema e a ordem das componentes harmônicas consideradas. Ambas adotam uma visão sistêmica sobre os harmônicos, ao passo que a norma IEC 61000-3-6 foca em limites de corrente harmônica para equipamentos de baixa tensão com corrente inferior a 16 A.

Dessa forma, o capítulo conclui-se com o estabelecimento dos fundamentos teóricos e modelos necessários para compreender o comportamento das cargas estudadas e os efeitos das distorções harmônicas associadas. No capítulo seguinte, é detalhada a abordagem metodológica utilizada para a aplicação dos métodos de resolução, contemplando os princípios adotados para a análise da QEE e a interpretação de seus principais indicadores. Além disso, são discutidos os fundamentos técnicos que justificam a utilização de filtros ativos como solução para a mitigação das distorções harmônicas observadas.

3 METODOLOGIA

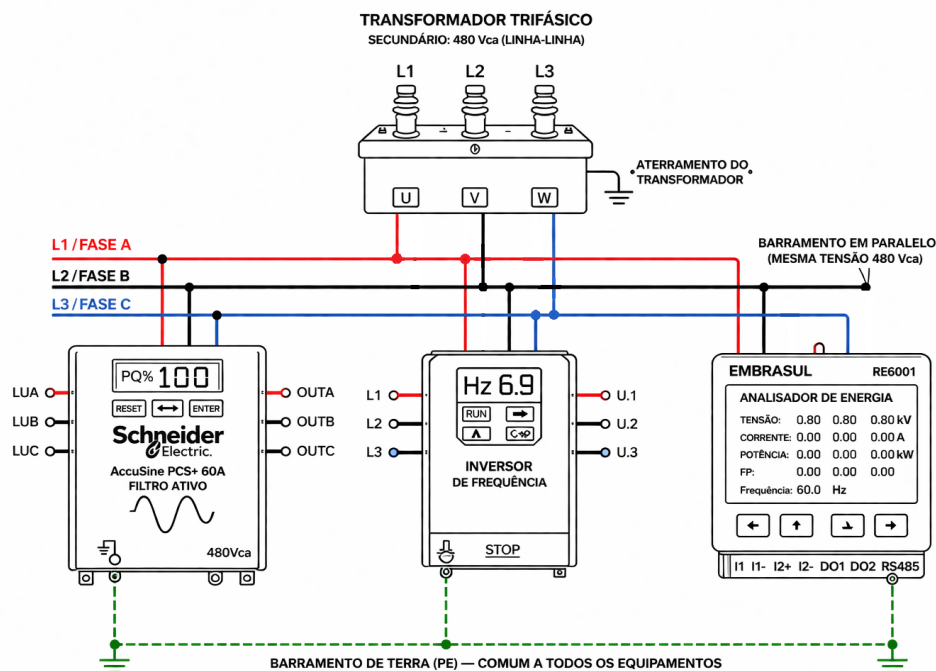
A metodologia deste trabalho baseia-se na análise dos níveis de distorção harmônica presentes no sistema elétrico industrial estudado, bem como na avaliação da viabilidade da aplicação de um filtro ativo para mitigação dessas distorções. O procedimento metodológico foi estruturado em etapas sequenciais que envolvem a aquisição de dados, análise das componentes harmônicas, avaliação do impacto dessas distorções sobre o transformador da subestação e, posteriormente, o estudo da aplicação de um filtro ativo para compensação harmônica.

Inicialmente, foram realizadas medições elétricas na subestação da empresa Herculano Mineração, localizada na cidade de Itabirito-MG. O ponto de monitoramento foi definido no secundário do transformador de potência de 2,5 MVA responsável pelo atendimento das cargas industriais da planta. Essa etapa teve como finalidade levantar os parâmetros elétricos reais do sistema, possibilitando a análise da qualidade da energia elétrica no PAC.

Durante o período de monitoramento foram registradas as grandezas elétricas mais relevantes para a análise de qualidade de energia, incluindo tensão, corrente, potência ativa, potência aparente, fator de potência e os índices de distorção harmônica total de tensão e corrente. Esses parâmetros permitem avaliar o comportamento do sistema sob condições reais de operação e identificar a presença de cargas não lineares responsáveis pela injeção de correntes harmônicas na rede elétrica, a Figura 20 retrata o diagrama do sistema analisado.

Figura 20 – Diagrama do sistema elétrico analisado.

Fonte: Elaborado pelo Autor.



3.1 Aquisição e tratamento dos dados

Os dados utilizados neste estudo foram obtidos por meio de medições realizadas diretamente no sistema elétrico da subestação. O equipamento de medição foi configurado para registrar as formas de onda de tensão e corrente, permitindo a obtenção do espectro harmônico por meio da decomposição das formas de onda, sendo utilizado o Analisador de Energia Embrasul, modelo: RE6001.

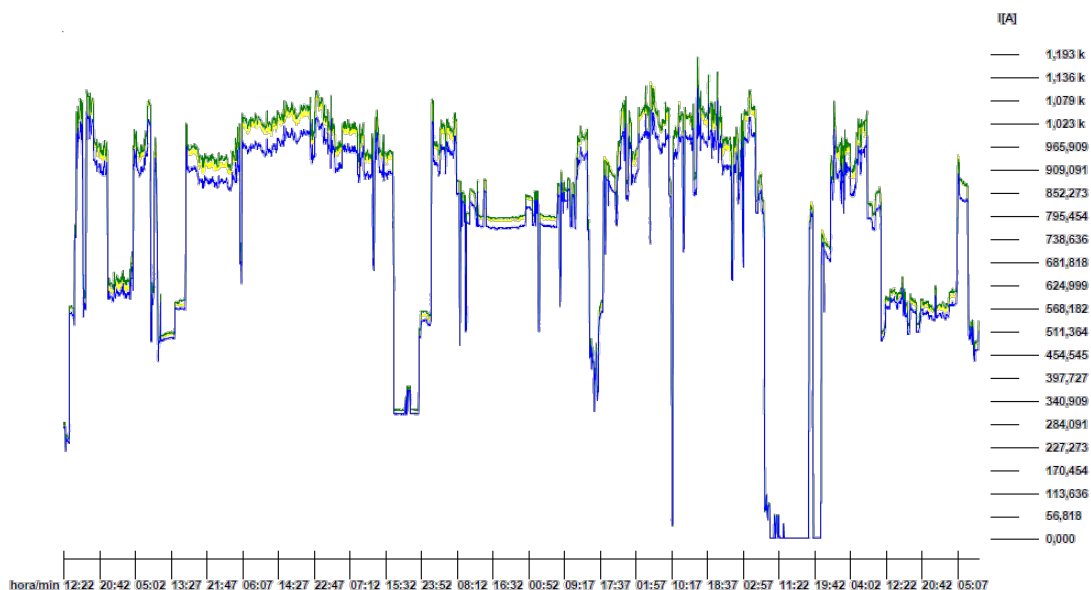
O monitoramento foi realizado de forma contínua durante um período de sete dias, totalizando 1008 leituras registradas pelo equipamento, em conformidade com o PRODIST Módulo 8. As amostras foram coletadas com intervalo de integração de 10 minutos, permitindo a obtenção de um conjunto representativo das variações de carga ao longo do ciclo operacional da carga analisada. Tais parâmetros atendem às recomendações estabelecidas pelo PRODIST, que exige a realização de medições contínuas por período mínimo de sete dias, com intervalos de integração padronizados, de modo a garantir a representatividade dos dados e a confiabilidade das análises relacionadas à qualidade da energia elétrica.

Para a aquisição das formas de onda de tensão e corrente, o equipamento realiza a amostragem dos sinais com frequência de 12,8 kHz, possibilitando a decomposição espectral e a identificação das componentes harmônicas presentes no sistema.

Durante esse período foram registradas grandezas elétricas como tensão e corrente eficaz, potência ativa, potência aparente, fator de potência e os índices de distorção harmônica total de tensão e corrente, possibilitando a avaliação da qualidade da energia elétrica no PAC, no caso o barramento saída do secundário do transformador.

Figura 21 – Correntes medidas no barramento do transformador no período de 12:22 até às 05:07.

Fonte: Elaborado pelo Autor.



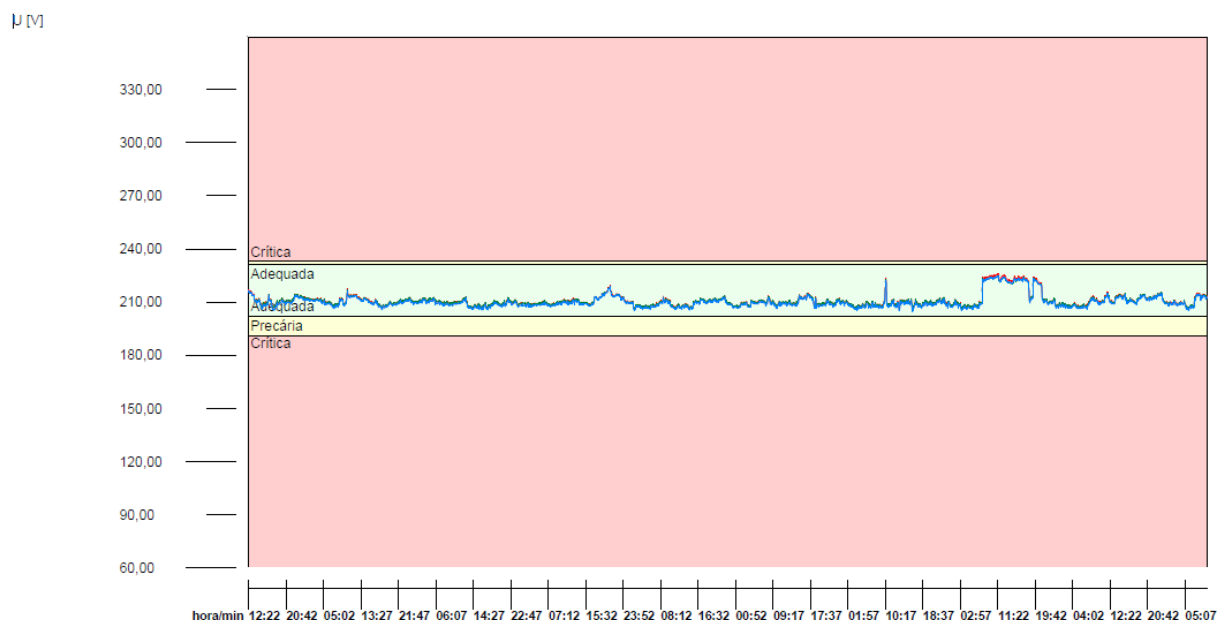
A análise das correntes elétricas nas três fases do sistema, apresentada na Figura 21, indica que o carregamento encontra-se relativamente bem distribuído entre as fases, embora se observe a presença de pequenos desequilíbrios entre elas. Durante o período analisado, foram registrados picos de corrente de 1.174 A, 1.185 A e 1.108 A nas fases A, B e C, respectivamente, medidos em seu valor eficaz. Tais diferenças caracterizam um sistema com nível de desbalanceamento reduzido, dentro de condições operacionais típicas.

Considerando que a capacidade máxima de fornecimento do sistema é da ordem de 3.800 A, verifica-se que o maior carregamento ocorreu na fase B, correspondendo aproximadamente a 31,0% da capacidade total disponível. Dessa forma, observa-se que o sistema opera com uma margem de aproximadamente 69,0% de capacidade disponível, evidenciando que não há condição de sobrecarga na instalação elétrica durante o período avaliado.

De acordo com as recomendações da norma (IEC 60076-7, 2018), que estabelece diretrizes para o carregamento de transformadores de potência imersos em óleo, a operação dentro de limites adequados de carregamento contribui para a manutenção das condições térmicas do equipamento e para a preservação da sua vida útil. Nesse contexto, o nível de carregamento observado encontra-se dentro da faixa operacional recomendada, tipicamente entre 30% e 80% da potência nominal do transformador, favorecendo a eficiência do sistema e a confiabilidade do fornecimento de energia.

Figura 22 – Tensões Medidas no Barramento do Transformador no período de 12:22 até às 05:07.

Fonte: Elaborado pelo Autor.



A análise de tensão no ponto de medição do barramento do transformador, apresentada na Figura 22, demonstra que os níveis de tensão permaneceram dentro dos limites regulamentares

de -8% e +5% do valor nominal, estabelecidos para o sistema de distribuição ao longo de todo o período monitorado de acordo com o PRODIST Módulo 8. Observa-se que não ocorreram violações de nível de tensão durante o intervalo de medição em seu valor eficaz, conforme evidenciado no relatório de conformidade.

Tabela 8 – Limites de tensão em regime permanente (PRODIST – Módulo 8)

Nível de Tensão	Adequada (pu)	Precária (pu)	Crítica (pu)
Baixa (≤ 1 kV)	0,92–1,05	0,90–0,92 / 1,05–1,07	$V < 0,90$ ou $V > 1,07$
Média (1–69 kV)	0,93–1,05	0,90–0,93 / 1,05–1,07	$V < 0,90$ ou $V > 1,07$
Alta (> 69 kV)	0,95–1,05	0,93–0,95 / 1,05–1,07	$V < 0,93$ ou $V > 1,07$

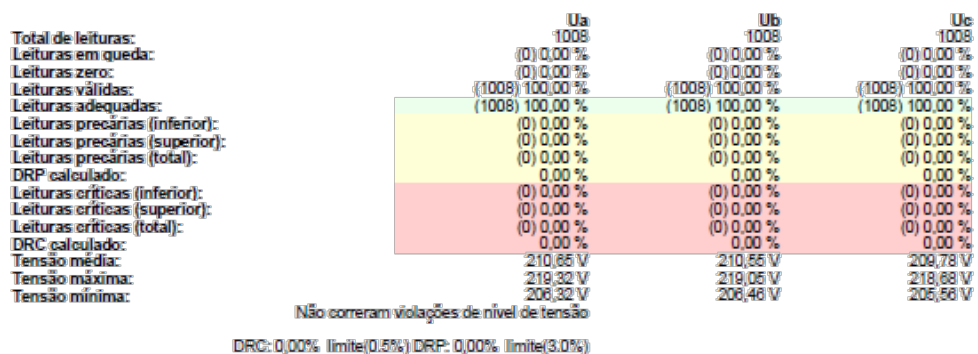
Fonte: PRODIST – Módulo 8, 2022.

A classificação dos níveis de tensão segue os critérios estabelecidos pelo PRODIST Módulo 8 da ANEEL, como mostra a Tabela 8, que define três faixas de avaliação da tensão de fornecimento, adequada, precária e crítica. A condição adequada corresponde aos valores de tensão que permanecem dentro da faixa recomendada de operação do sistema elétrico, garantindo o funcionamento adequado dos equipamentos conectados à rede. A condição precária ocorre quando os níveis de tensão apresentam desvios moderados em relação ao valor nominal, podendo indicar degradação da qualidade do fornecimento, porém sem caracterizar violação severa. Já a condição crítica representa situações em que a tensão ultrapassa os limites aceitáveis estabelecidos pela regulamentação, podendo causar funcionamento inadequado, redução da vida útil ou até danos aos equipamentos elétricos de acordo com a IEEE 519.

De acordo com os critérios estabelecidos no PRODIST Módulo 8, regulamentado pela normativa da (ANEEL REN 1000, 2021), os limites de variação de tensão para sistemas de distribuição na faixa entre 1 kV e 69 kV devem permanecer dentro da faixa considerada adequada de atendimento. Para sistemas com tensão nominal de 220 V (fase-neutro), a faixa adequada corresponde aproximadamente aos valores entre 202 V e 231 V, considerando variações de até -8% e +5% em relação à tensão de referência.

Durante o período analisado, os indicadores de qualidade de tensão DRP (Duração Relativa de Transgressão em Regime Precário) e DRC (Duração Relativa de Transgressão em Regime Crítico) apresentaram valores mínimos, permanecendo significativamente abaixo dos limites máximos estabelecidos pela regulamentação, que são de 3% para DRP e 0,5% para DRC.

Dessa forma, pode-se concluir que os níveis de tensão observados no transformador de 2,5 MVA atendem aos requisitos estabelecidos pelo PRODIST Módulo 8, não sendo identificadas condições de operação em regime precário ou crítico durante o período avaliado, o que evidencia a adequada qualidade do fornecimento de energia elétrica no ponto analisado.

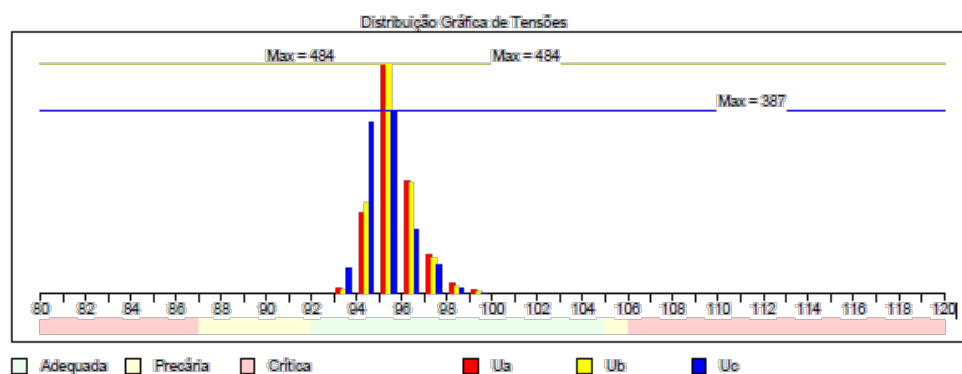
Figura 23 – Leitura e índices calculados pelo Analisador de Energia Embrasul RE6001.**Fonte:** Elaborado pelo Autor.

A partir da medição obtida na Figura 23, verifica-se que não foram registradas ocorrências de transgressões de tensão durante todo o período de monitoramento. Foram contabilizadas 1008 leituras válidas para cada fase, sendo que 100% das medições permaneceram dentro da faixa considerada adequada de fornecimento.

Os indicadores calculados apresentaram valores de DRP e DRC, permanecendo abaixo dos limites estabelecidos pelo PRODIST Módulo 8 da ANEEL. Dessa forma, observa-se que não ocorreram condições de operação em regime precário ou crítico ao longo do período analisado.

Esse comportamento também está associado às condições de operação da instalação industrial durante o período de monitoramento, no qual o sistema elétrico operou dentro do regime normal de carga, sem a ocorrência de variações de tensão que pudessem comprometer a qualidade do fornecimento.

Tal resultado evidencia a estabilidade do nível de tensão no PAC, indicando que o sistema de distribuição mantém adequado o nível de tensão e atende aos critérios de qualidade de fornecimento estabelecidos pela regulamentação vigente IEEE 519.

Figura 24 – Histograma da distribuição das tensões.**Fonte:** Elaborado pelo Autor.

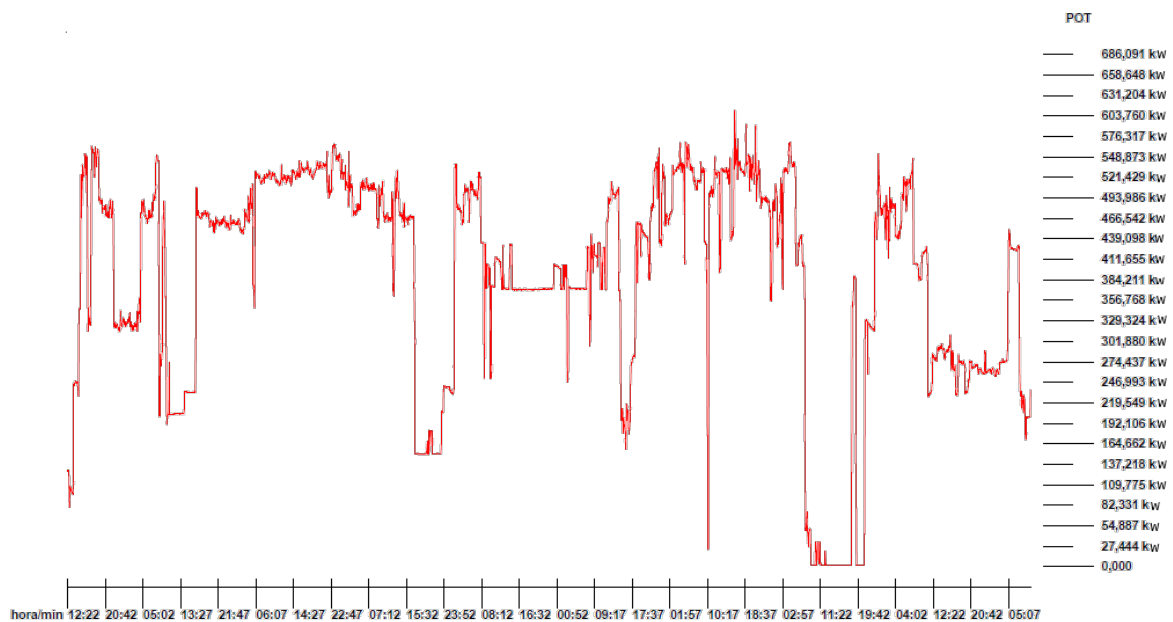
A Figura 24 apresenta o histograma de distribuição das tensões medidas no sistema elétrico ao longo do período de monitoramento, evidenciando a frequência de ocorrência dos valores registrados nas três fases (Ua, Ub e Uc). Observa-se que a maior concentração de amostras situa-se aproximadamente entre (0,94 a 0,98 pu) da tensão nominal, com pico de ocorrência em torno de (0,96 a 0,97 pu). Esse comportamento indica que, durante a maior parte do período analisado, o sistema operou dentro da faixa considerada adequada segundo o PRODIST Módulo 8.

Em relação aos valores extremos, verificam-se tensões máximas próximas de 1,04 pu e valores mínimos da ordem de 0,94 pu, não sendo observadas ocorrências fora dos limites de adequação estabelecidos (0,92 a 1,05 pu para sistemas de baixa tensão). Dessa forma, não há evidências de condições classificadas como precárias ou críticas ao longo do período analisado.

A dispersão dos dados é relativamente baixa, com variação concentrada em uma faixa aproximada de $\pm 2\%$ em torno do valor médio, indicando estabilidade operacional do sistema. Além disso, as três fases apresentam comportamento semelhante, com pequena diferença entre suas distribuições, o que sugere baixo nível de desequilíbrio de tensão.

Por fim, a elevada concentração de ocorrências próximas ao valor nominal, aliada à reduzida dispersão e à ausência de violações dos limites regulamentares, evidencia que o sistema operou sob condições adequadas de fornecimento de tensão durante todo o período de monitoramento.

Assim, uma vez verificada a adequação dos níveis de tensão em regime permanente, a análise da qualidade da energia pode ser direcionada para outros fenômenos que impactam o desempenho do sistema elétrico, como a distorção harmônica. Esse direcionamento é coerente com as diretrizes do PRODIST, que estabelece critérios distintos para avaliação de diferentes parâmetros de qualidade da energia elétrica.

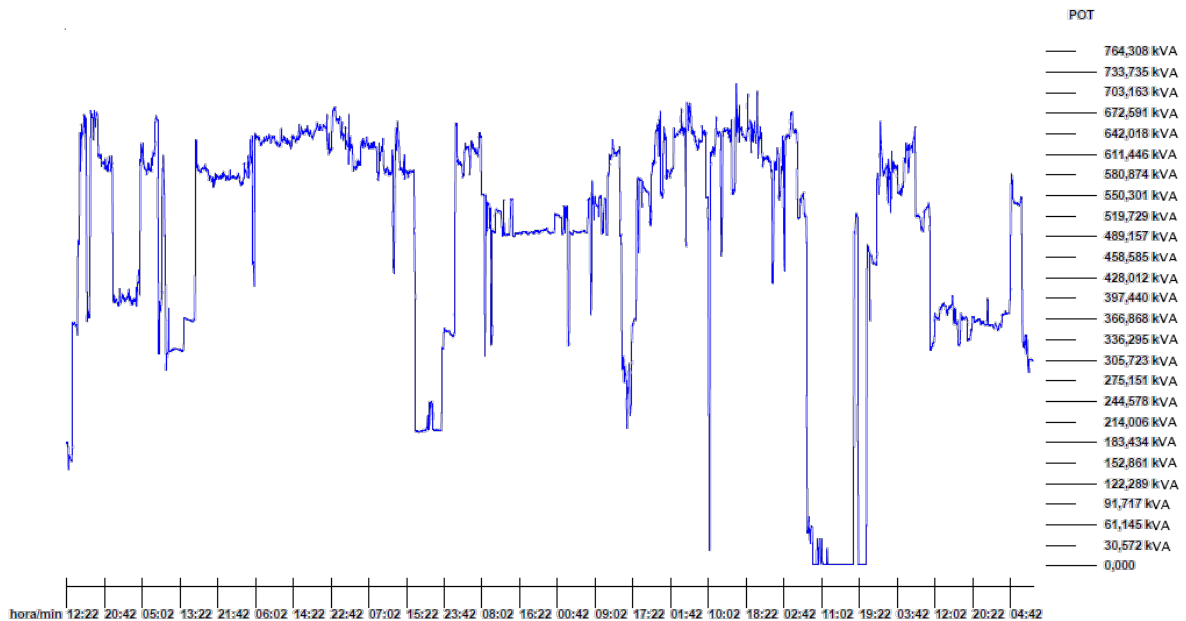
Figura 25 – Potência Útil Medida em kW no Barramento do Transformador.

A Figura 25 apresenta o comportamento da potência ativa (kW) ao longo do período de monitoramento, obtido a partir das medições realizadas com o analisador de qualidade de energia instalado no secundário do transformador da subestação. Essa medição representa a potência efetivamente consumida pelas cargas conectadas ao barramento, refletindo diretamente o perfil de demanda energética da unidade analisada.

Observa-se que a potência ativa apresenta variações ao longo do tempo, associadas ao regime operacional da planta industrial. Em instalações de mineração, as cargas elétricas são caracterizadas por operação intermitente e pela presença de equipamentos de elevada potência, como motores acionados por inversores de frequência, britadores, transportadores e sistemas auxiliares. Dessa forma, são esperadas variações decorrentes de partidas, paradas e mudanças de regime de operação desses equipamentos.

Mesmo com as oscilações observadas, o comportamento geral da potência ativa permanece predominantemente dentro de uma faixa característica de operação da planta, situada aproximadamente entre 300 kW e 550 kW. Essa faixa concentra a maior parte do tempo de operação do sistema, indicando um regime de consumo relativamente estável ao longo do período de monitoramento.

Observam-se, no entanto, eventos pontuais de redução significativa da potência, com valores próximos de zero, associados a paradas operacionais ou transições de processo. Por outro lado, os picos de potência atingem valores da ordem de 550 kW, caracterizando momentos de maior carregamento do sistema.

Figura 26 – Potência Aparente Medida em kVA no Barramento do Transformador.

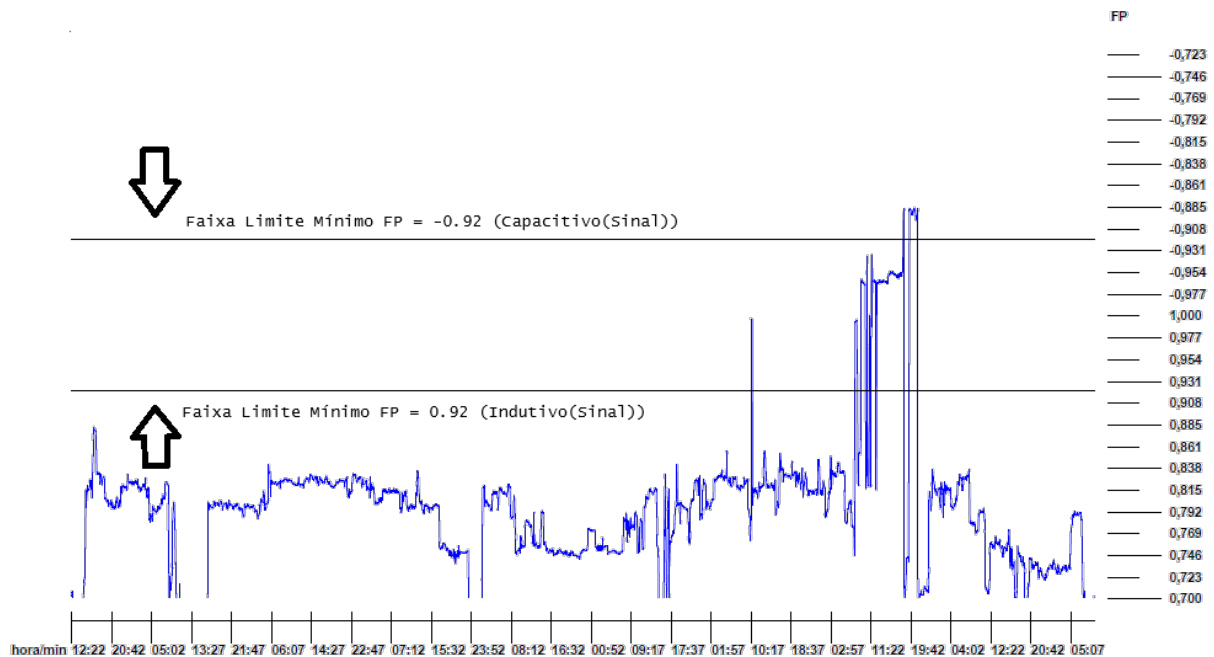
A Figura 26 apresenta o comportamento da potência aparente (kVA) ao longo do período de monitoramento, obtido a partir das medições realizadas com o analisador de qualidade de energia instalado no secundário do transformador de potência da subestação. Essa grandeza representa a potência total demandada pelo sistema elétrico, resultante da composição entre a potência ativa e a potência reativa presentes na instalação.

Observa-se que a potência aparente acompanha o perfil operacional das cargas, apresentando variações ao longo do tempo associadas às condições de funcionamento dos equipamentos da planta. De modo geral, a potência aparente concentra-se predominantemente na faixa entre aproximadamente 350 kVA e 650 kVA, indicando o regime típico de operação da instalação.

Os valores máximos observados atingem cerca de 700 kVA, caracterizando os períodos de maior carregamento do sistema, enquanto valores mínimos próximos de zero estão associados a eventos de parada operacional ou desligamento de cargas.

As diferenças entre os valores de potência ativa (kW) e potência aparente (kVA) ao longo do período evidenciam a presença de potência reativa na instalação. Considerando que a potência ativa apresenta valores típicos entre 300 kW e 550 kW, observa-se uma defasagem significativa em relação à potência aparente, o que indica um fator de potência inferior à unidade, estimado na faixa de aproximadamente 0,80 a 0,90.

Esse comportamento demonstra a influência da potência reativa no sistema, impactando diretamente o fator de potência e, consequentemente, a eficiência energética da instalação, podendo implicar em maiores perdas elétricas e eventuais penalidades tarifárias.

Figura 27 – Fator de Potência Medido no Barramento do Transformador.

A análise do fator de potência do sistema, evidenciada pelos limites da região central da Figura 27, indica que a instalação opera fora da faixa recomendada pela regulamentação vigente do setor elétrico brasileiro. A presença de baixos valores de fator de potência implica maior circulação de potência reativa na rede, resultando no aumento das correntes, elevação das perdas elétricas e possível sobrecarga dos equipamentos. De acordo com a ANEEL REN 1000 (2021), que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, o fator de potência das unidades consumidoras deve ser igual ou superior a 0,92, tanto no regime indutivo quanto capacitivo. Dessa forma, a manutenção do fator de potência dentro dos limites normativos contribui para a melhoria da eficiência energética, otimização da capacidade do sistema elétrico e aumento da confiabilidade operacional das instalações.

A operação com baixo fator de potência implica em diversas consequências técnicas para a instalação elétrica. Primeiramente, para uma mesma potência ativa demandada, ocorre aumento da corrente circulante no sistema. Considerando-se a condição observada de $fp = 0,79$, a corrente elétrica vai ser aproximadamente 20% superior àquela que seria requerida em uma condição de operação com $fp = 0,95$, o que resulta em maiores perdas elétricas por efeito Joule, que serão calculadas na sequência, maior aquecimento de condutores, barramentos e transformadores, além de elevação das quedas de tensão no sistema (MAMEDE, 2023).

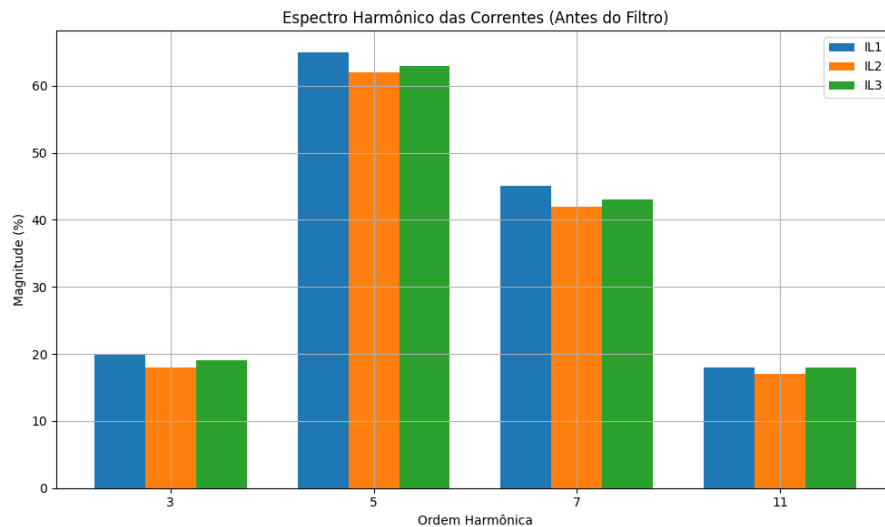
Durante o período de medição, verificou-se que o fator de potência médio associado ao transformador de 2,5 MVA foi de aproximadamente 0,79 indutivo, valor inferior ao limite mínimo estabelecido pela regulamentação ANEEL REN 1000. Tal condição caracteriza a presença de consumo elevado de potência reativa, indicando a necessidade de adoção de medidas de

compensação reativa no sistema.

Ressaltando que a instalação de filtros ativos de harmônicos pode contribuir adicionalmente para a melhoria do fator de potência do sistema, uma vez que esses equipamentos atuam simultaneamente na compensação de potência reativa e na mitigação de distorções harmônicas.

Figura 28 – Análise DHTi

Fonte: Elaborado pelo Autor com base nos dados do Analisador de Energia.



A Figura 28 apresenta o espectro harmônico das correntes elétricas nas três fases do sistema (L1, L2 e L3) antes da aplicação do filtro de harmônicas. Observa-se que a 5ª harmônica apresenta a maior magnitude entre as componentes analisadas, atingindo aproximadamente 65% na fase L1, seguida por valores próximos nas demais fases. Em seguida, destaca-se a 7ª harmônica, com amplitudes em torno de 42% a 45%, enquanto as 3ª e 11ª harmônicas apresentam menores níveis de distorção. Esse comportamento é característico de sistemas industriais com elevada presença de cargas não lineares, especialmente inversores de frequência e retificadores, os quais geram predominantemente harmônicas ímpares de baixa ordem. Nota-se ainda que os valores entre as fases permanecem relativamente equilibrados, indicando uma distribuição homogênea das distorções no sistema trifásico.

3.1.1 Corrente Nominal do Transformador

O transformador analisado possui potência aparente nominal de:

$$S = 2,5\text{MVA}$$

Para um sistema trifásico, a corrente nominal pode ser determinada pela Equação 3.6.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}V} \quad (3.6)$$

3.1.2 Determinação das Correntes Harmônicas

A corrente total em um sistema com presença de harmônicos pode ser expressa pela soma quadrática da componente fundamental e das componentes harmônicas, representada pela Equação 3.7.

$$I_{rms} = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_h^2} \quad (3.7)$$

3.1.3 Cálculo da Distorção Harmônica Total

A distorção harmônica total da corrente é determinada pela seguinte relação, representada pela Equação 3.8.

$$DHT_i = \frac{\sqrt{\sum I_h^2}}{I_1} \times 100 \quad (3.8)$$

3.1.4 Cálculo da Distorção Harmônica de Demanda

A TDD relaciona a magnitude das correntes harmônicas com a corrente de demanda máxima da instalação. De acordo com a expressão apresentada na fundamentação teórica, a TDD pode ser determinada pela Equação 3.9.

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^N I_h^2}}{I_1} \cdot \frac{I_1}{I_L} \quad (3.9)$$

3.1.5 Impacto das Harmônicas no Transformador

A presença de correntes harmônicas aumenta o valor eficaz da corrente que circula nos enrolamentos do transformador, elevando as perdas por efeito Joule.

As perdas no cobre podem ser expressas pela Equação 3.10.

$$P_{cu} = I_{rms}^2 R \quad (3.10)$$

3.1.6 Especificação do Filtro Ativo

A potência aparente necessária para o filtro ativo pode ser estimada pela Equação 3.11:

$$S_f = \sqrt{3} V I_f \quad (3.11)$$

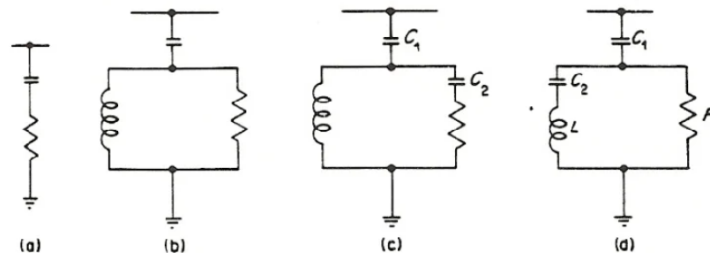
3.1.7 Filtros Harmônicos: Passivo, Ativo e Híbrido

A mitigação de distorções harmônicas em sistemas elétricos pode ser realizada por meio de diferentes tecnologias, destacando-se os filtros passivos, ativos e híbridos. Cada abordagem apresenta características específicas quanto ao desempenho, custo e complexidade de implementação.

Os filtros passivos são constituídos por elementos passivos, como resistores, indutores e capacitores, sendo projetados para atenuar harmônicas em frequências específicas. Sua principal vantagem é o baixo custo e simplicidade construtiva. Entretanto, apresentam limitações, como a possibilidade de ressonância com o sistema elétrico, baixa flexibilidade frente a variações de carga e atuação restrita a determinadas ordens harmônicas.

Figura 29 – Filtro Harmônico Passivo

Fonte: Retirado de (RASHID, 2023).



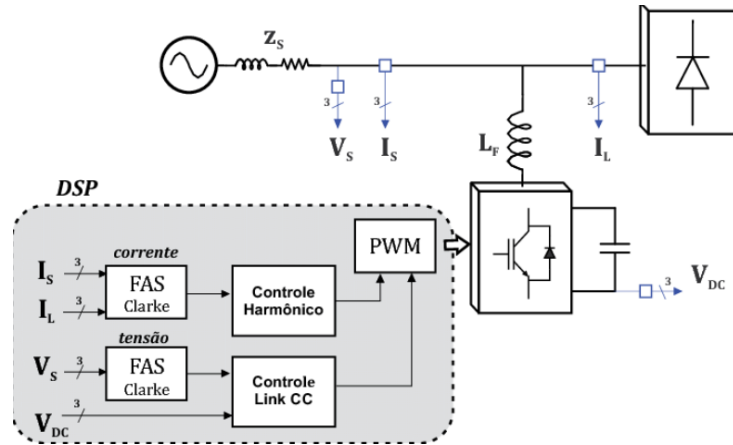
Os filtros passivos apresentados na Figura 29 correspondem a diferentes topologias para mitigação de harmônicos. Em (a), tem-se um filtro *shunt* do tipo passa-altas de primeira ordem (RC), que desvia componentes de alta frequência para o terra. Em (b), observa-se um filtro sintonizado LC em paralelo com resistor, projetado para mínima impedância em $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}$, absorvendo harmônicos específicos. Em (c), a adição de dois capacitores (C_1 e C_2) permite maior ajuste da resposta em frequência e da ressonância. Por fim, em (d), o filtro passa-altas de segunda ordem (C_1 , C_2 , L e R) proporciona atenuação em uma faixa mais ampla de frequências, com melhor desempenho no amortecimento de harmônicos.

Os filtros ativos, por sua vez, utilizam conversores eletrônicos de potência, geralmente baseados em inversores com IGBTs, capazes de injetar correntes de compensação em tempo real, com a mesma amplitude e fase oposta. Essa tecnologia permite a mitigação simultânea de múltiplas harmônicas, adaptação dinâmica às variações do sistema e melhor desempenho na

qualidade de energia. Como desvantagens, destacam-se o maior custo e a maior complexidade de controle.

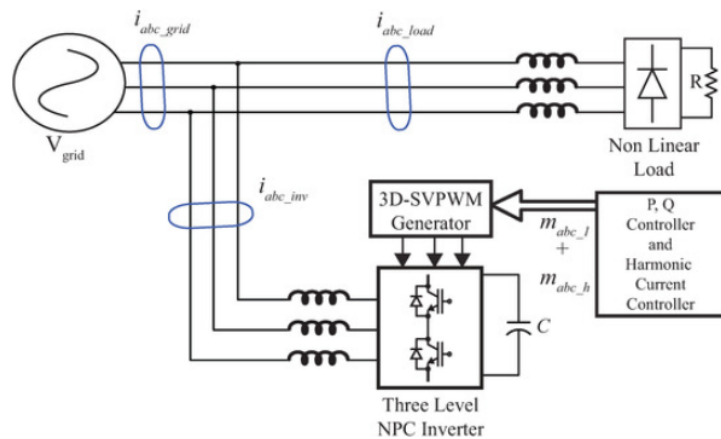
Figura 30 – Filtro Harmônico Ativo

Fonte: Retirado de (BORBA, 2019).



A Figura 30 representa a estrutura de um filtro ativo de potência em derivação *shunt*, conectado a uma rede com impedância Z_s e uma carga não linear responsável pela injeção de correntes harmônicas. As grandezas trifásicas de corrente (I_s , I_L) e tensão (V_s) são medidas e processadas no bloco de controle digital (DSP), onde são aplicadas transformações para obtenção das componentes no referencial α/β . O bloco de Controle Harmônico identifica as componentes indesejadas de corrente e gera referências de compensação, enquanto o Controle do Link CC regula a tensão do barramento contínuo (V_{DC}). Os sinais de referência são então utilizados pelo modulador PWM para acionar o Inversor, que, através do indutor de acoplamento L_F , injeta correntes compensatórias na rede. Dessa forma, o sistema reduz a distorção harmônica da corrente da fonte, melhorando a qualidade da energia elétrica.

Já os filtros híbridos combinam as características dos filtros passivos e ativos, utilizando normalmente um filtro passivo para compensação das harmônicas de maior magnitude e um filtro ativo para ajuste fino e compensação dinâmica. Essa solução busca equilibrar custo e desempenho, reduzindo a potência requerida do filtro ativo e aumentando a eficiência global do sistema.

Figura 31 – Filtro Harmônico Híbrido**Fonte:** Retirado de (AGGOGERI *et al.*, 2017).

A Figura 31 ilustra um filtro híbrido, combinando um filtro ativo em derivação com elementos passivos, conectado a uma rede trifásica que alimenta uma carga não linear responsável pela geração de correntes harmônicas. As correntes da rede e do inversor são monitoradas para compor a estratégia de compensação, enquanto indutores de interface realizam o acoplamento entre o inversor e o sistema elétrico. O inversor multinível, alimentado por um barramento CC, é responsável por alimentar correntes compensatórias com menor distorção. O bloco de controle processa as variáveis do sistema e gera referências separadas para potência fundamental e componentes harmônicas. Essas referências são aplicadas ao gerador PWM, que produz os sinais de acionamento das chaves semicondutoras do inversor. Dessa forma, o filtro híbrido atua injetando correntes que cancelam as componentes harmônicas da carga, além de contribuir para o controle do fluxo de potência ativa e reativa, melhorando a qualidade da energia e o fator de potência do sistema.

Dessa forma, a escolha da tecnologia mais adequada depende das características da instalação, do nível de distorção harmônica e dos requisitos de desempenho e custo envolvidos.

Concluídas as etapas de metodologia descritas no capítulo, torna-se possível aplicar os procedimentos de análise e os modelos de cálculo propostos aos dados obtidos durante o monitoramento do sistema elétrico da subestação estudada. A partir das medições realizadas no secundário do transformador de 2,5 MVA e da análise das grandezas elétricas registradas, procede-se à avaliação dos indicadores de qualidade de energia, com ênfase na distorção harmônica de tensão e corrente, bem como no comportamento do fator de potência da instalação. Dessa forma, o próximo capítulo apresenta os resultados obtidos, discutindo o impacto das componentes harmônicas no sistema analisado e avaliando a eficácia da aplicação do filtro ativo para mitigação dessas distorções.

4 RESULTADOS

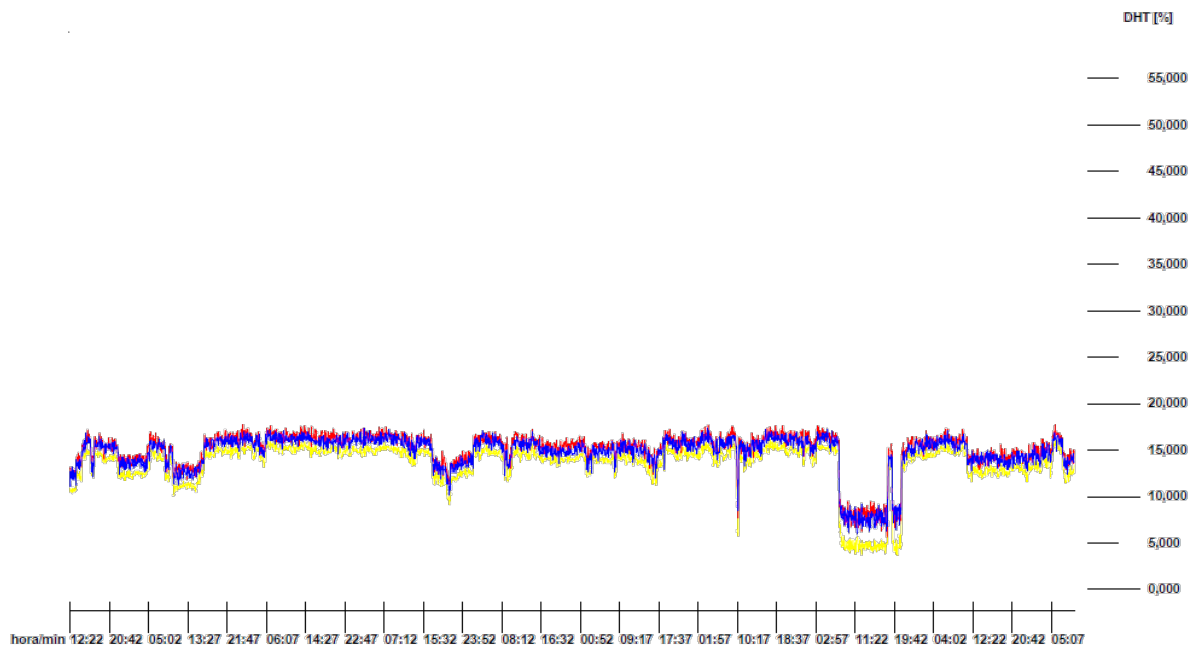
Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir da análise da qualidade da energia elétrica no sistema estudado, bem como os efeitos da aplicação de técnicas de mitigação de harmônicos por meio da utilização de filtro ativo.

Inicialmente, foram avaliados os níveis de distorção harmônica presentes nas correntes do sistema elétrico alimentado pelo transformador da subestação analisada. As medições realizadas indicaram a presença de componentes harmônicas significativas, principalmente nas ordens de 5ª e 7ª harmônicas como ilustrado na Figura 28, características típicas de sistemas industriais que utilizam equipamentos eletrônicos de potência, como inversores de frequência e retificadores (LIMA, 2017).

Diante desse cenário, foi realizada a avaliação da aplicação de um filtro ativo de potência como técnica de compensação harmônica, com o objetivo de reduzir os níveis de distorção harmônica total das correntes e melhorar a qualidade da energia elétrica do sistema.

Figura 32 – DHT_u

Fonte: Elaborado pelo Autor.



A análise da distorção harmônica total de tensão DHT_u realizada no PAC ilustrado na Figura 20, apresentada na Figura 32, indica que os níveis de distorção observados no ponto de medição encontram-se acima dos limites recomendados pelas normas técnicas aplicáveis.

Durante o período de monitoramento, foram registrados valores de DHT_u da ordem de aproximadamente 18%, valor significativamente superior ao limite recomendado pela norma IEEE 519, que estabelece limites para distorções harmônicas em sistemas elétricos de potência.

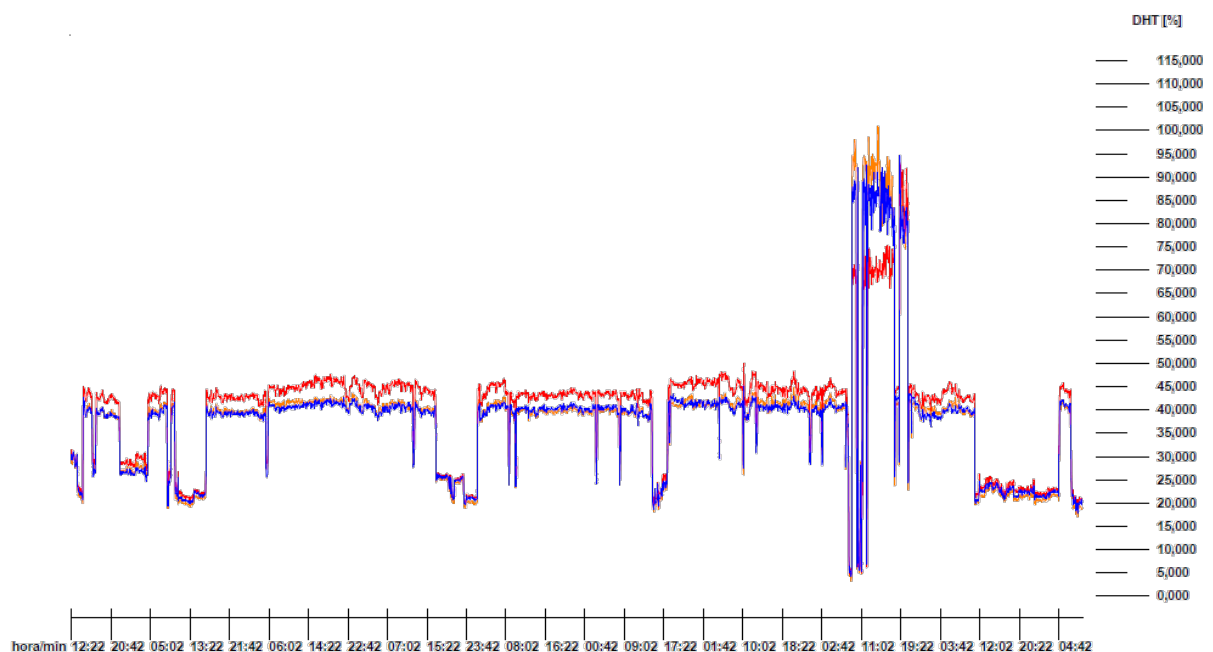
Para sistemas de distribuição com tensão nominal inferior a 69 kV, a norma recomenda que a distorção harmônica total de tensão não ultrapasse 5% em regime permanente no PAC.

Níveis elevados de distorção harmônica podem provocar diversos impactos na operação da instalação elétrica, tais como aumento das perdas em transformadores e condutores, aquecimento adicional em equipamentos, redução da vida útil de capacitores e possibilidade de ressonâncias elétricas no sistema (SILVA, 2015).

Dessa forma, a análise indica a necessidade de instalação de filtros ativos, visando reduzir os níveis de distorção harmônica e garantir a conformidade com os limites recomendados pelas normas técnicas.

Figura 33 – DHT_i

Fonte: Elaborado pelo Autor.



A análise da DHT_i , apresentada na Figura 33, evidencia a presença de níveis significativos de distorção harmônica ao longo do período de monitoramento. Observa-se que os valores registrados apresentam variações ao longo do tempo, com elevações mais acentuadas em determinados intervalos de operação da instalação, devido a inserção ou retirada de cargas de potência elevada.

De acordo com as recomendações estabelecidas pela norma IEEE 519, os limites admissíveis de distorção harmônica de corrente dependem da relação entre a corrente de curto-circuito do sistema e a corrente de carga no PAC. Em sistemas industriais com presença significativa de cargas não lineares, valores elevados de DHT_i são frequentemente associados à operação de equipamentos eletrônicos de potência, como inversores de frequência, retificadores e fontes chaveadas.

Os resultados observados indicam que a instalação apresenta contribuição relevante de correntes harmônicas, as quais podem provocar efeitos indesejáveis no sistema elétrico, tais como aumento das perdas elétricas, aquecimento adicional em transformadores e condutores, além de possíveis interferências no desempenho de equipamentos sensíveis (MESQUITA, 2020).

Figura 34 – Medições Obtidas

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Faixas de horário estabelecidas no software																							
Intervalo - Fora de ponta:		00:00 - 17:00		20:00 - 24:00																			
Intervalo - Ponta:		17:00 - 20:00																					
Intervalo - Reservado:																							
Máximos, médios e mínimos de tensões e correntes por fase.																							
Não considerados registros em queda e volta de energia. Tensão zero: 0,00 V																							
Fase A: tensões [V]						Correntes [A]																	
Média	211,04					Média	787,958																
Mínimo	208,02	05:52:25,00	05/09/2025			Mínimo	2,945	14:42:25,00	03/09/2025														
Máximo	226,15	11:22:25,00	03/09/2025			Máximo	1,174 k	16:22:25,00	02/09/2025														
Fase B: tensões [V]						Correntes [A]																	
Média	210,88					Média	795,509																
Mínimo	205,90	02:17:25,00	31/08/2025			Mínimo	3,709	15:17:25,00	03/09/2025														
Máximo	224,88	11:22:25,00	03/09/2025			Máximo	1,185 k	16:22:25,00	02/09/2025														
Fase C: tensões [V]						Correntes [A]																	
Média	210,17					Média	755,702																
Mínimo	204,93	16:22:25,00	02/09/2025			Mínimo	3,164	09:17:25,00	03/09/2025														
Máximo	224,93	11:27:25,00	03/09/2025			Máximo	1,108 k	16:22:25,00	02/09/2025														
Fora de ponta						Ponta																	
FASE	kWh	kWh(g)	KVArh	KVAh	FP	kWh	kWh(g)	KVArh	KVAh	FP													
A	24,826 k	0,000	19,867 k	31,797 k	0,781	2,765 k	0,000	2,121 k	3,485 k	0,793													
B	25,540 k	0,000	19,399 k	32,072 k	0,798	2,851 k	0,000	2,082 k	3,519 k	0,810													
C	24,188 k	0,000	18,357 k	30,365 k	0,798	2,687 k	0,000	1,948 k	3,319 k	0,809													
Total	74,554 k	0,000	57,622 k	94,227 k	0,791	8,303 k	0,000	6,132 k	10,322 k	0,804													
Reservado						Total																	
FASE	kWh	kWh(g)	KVArh	KVAh	FP	kWh	kWh(g)	KVArh	KVAh	FP													
A	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	27,591 k	0,000	21,888 k	35,281 k	0,782													
B	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	28,392 k	0,000	21,480 k	35,590 k	0,798													
C	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	26,875 k	0,000	20,305 k	33,683 k	0,798													
Total	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	82,858 k	0,000	63,754 k	104,547 k	0,792													
Potências médias, por fase e trifásicas, no intervalo																							
FASE	kW	kVAr	kVA	FP																			
A	129,081	102,870	165,058	0,782																			
B	132,826	100,399	166,502	0,798																			
C	125,732	94,995	157,584	0,798																			
Total	387,639	298,265	489,108	0,792																			
Potências aparentes por fase, segundo máximos e mínimos trifásicos																							
FASE	kVA(max)	Horário				kVA(min)	Horário																
A	242,072	02/09/2025 16:22:25,00				0,655	03/09/2025 14:42:25,00																
B	244,392	02/09/2025 16:22:25,00				0,844	03/09/2025 14:42:25,00																
C	227,191	02/09/2025 16:22:25,00				0,723	03/09/2025 14:42:25,00																
3f	713,535	02/09/2025 16:22:25,00				1,982	03/09/2025 14:42:25,00																
Demandas máximas																							
Potência Ativa [kW]				Potência Reativa [kVAr]																			
608,936				391,409																			
Fator de Carga																							
0,637																							
Demandas máximas por horário																							
Fora de ponta [kW]				Ponta [kW]				Reservado [kW]															
02/09/2025 16:22:25,00 608,936				02/09/2025 18:52:25,00 590,111				01/01/0001 00:00:00,00 0,000															
02/09/2025 20:57:25,00 588,521				02/09/2025 17:02:25,00 570,858				01/01/0001 00:00:00,00 0,000															

A análise das medições da Figura 34 indica demanda máxima de aproximadamente 608,9 kW e potência reativa da ordem de 391,4 kVAr, evidenciando presença significativa de potência reativa no sistema. Observa-se ainda um fator de carga de 0,637, indicando variação considerável entre os níveis médios de consumo e os picos de demanda ao longo do período analisado.

4.1 Cálculo Corrente Nominal do Transformador

Considerando a tensão nominal do primário de 13,8 kV, tem-se:

$$I = \frac{2,5 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 13\,800}$$

$$I = 104,6\text{ A}$$

Assim, a corrente nominal do transformador no lado primário é aproximadamente:

$$I_n \approx 105\text{ A}$$

4.2 Cálculo para Determinação das Correntes Harmônicas

A partir da análise do espectro harmônico obtido nas medições, foram identificadas as principais componentes harmônicas de corrente.

Tabela 9 – Componentes harmônicas predominantes

Ordem Harmônica	Corrente (A)
I_3	18
I_5	32
I_7	14

As componentes harmônicas de 3ª, 5ª e 7ª ordem se destacam como predominantes neste estudo, conforme evidenciado na Tabela 9 e Histograma da Figura 28, em função do perfil de operação da instalação, caracterizada pelo uso intensivo de inversores de frequência. A elevada magnitude da 5ª harmônica 32 A está associada aos retificadores de entrada dos inversores, enquanto a 7ª harmônica 14 A decorre do mesmo processo de comutação desses conversores. Já a 3ª harmônica 18 A indica a presença de desequilíbrios no sistema e a circulação de correntes de sequência zero. A predominância dessas componentes contribui diretamente para os elevados níveis de DHTi observados na Figura 28, especialmente em condições de maior chaveamento dos inversores.

A corrente harmônica total pode ser determinada por:

$$I_h = \sqrt{18^2 + 32^2 + 14^2}$$

$$I_h = \sqrt{324 + 1024 + 196}$$

$$I_h = \sqrt{1544}$$

$$I_h = 39,3A$$

4.3 Cálculo da Distorção Harmônica Total

Considerando a corrente fundamental medida de:

$$I_1 = 80A$$

tem-se:

$$DHT_i = \frac{39,3}{80} \times 100$$

$$DHT_i = 49,1\%$$

Esse valor indica um nível elevado de distorção harmônica no sistema elétrico. O valor de DHT_i obtido 49,1% está acima dos limites recomendados pela IEEE 519, que variam entre 5% e 20% dependendo das condições do sistema. Isso caracteriza uma situação de distorção harmônica no sistema, indicando a necessidade de medidas mitigadoras, como a utilização de filtros harmônicos ou reconfiguração das cargas não lineares.

4.4 Cálculo da Distorção Harmônica de Demanda

Considerando os valores obtidos na análise do sistema:

$$\sqrt{\sum_{h=2}^N I_h^2} = 39,3A$$

$$I_1 = 80A$$

$$I_L = 105A$$

tem-se:

$$TDD = \frac{39,3}{80} \cdot \frac{80}{105} \times 100$$

$$TDD = 37,4\%$$

Esse resultado confirma a presença significativa de cargas não lineares no sistema.

Tabela 10 – Limites de TDD conforme a IEEE 519

I_{cc}/I_L	Limite de TDD
< 20	5%
20 – 50	8%
50 – 100	12%
100 – 1000	15%
> 1000	20%

Fonte: IEEE Standard 519, 2022.

O valor de TDD obtido 37,4% está significativamente acima dos limites estabelecidos pela IEEE 519, apresentados na Tabela 10, que variam entre 5% e 20% conforme a relação entre a corrente de curto-circuito que é cerca de 84 kA e a corrente de carga. Mesmo na condição mais permissiva da norma, o valor encontrado excede o limite máximo, caracterizando uma condição de distorção harmônica no sistema. Esse resultado evidencia a necessidade de mitigação, como a aplicação de filtros harmônicos ou adequação das cargas não lineares, a fim de garantir a conformidade com os padrões de qualidade de energia elétrica.

4.5 Cálculo Perdas no Cobre Transformador

Considerando uma resistência equivalente do enrolamento de:

$$R = 0,02\Omega$$

Para fins de cálculo, foi adotado o valor da resistência equivalente de 0,02 Ω conforme especificado em datasheet do transformador.

Figura 35 – Parâmetros do transformador

Fonte: Retirado do Anexo II Datasheet WEG CSP-IP00.

2. Parâmetros Elétricos

Grandeza	Valor
Impedância percentual (Z%)	4,5 %
Perdas em vazio (P0)	320 W
Perdas em carga (Pc)	1450 W
Resistência equivalente (Req)	0,02 Ω
Reatância equivalente (Xeq)	0,12 Ω

e utilizando o valor eficaz total da corrente:

$$I_{rms} = \sqrt{80^2 + 39,3^2}$$

$$I_{rms} = \sqrt{6400 + 1544}$$

$$I_{rms} = \sqrt{7944}$$

$$I_{rms} = 89,1A$$

Logo, as perdas no cobre são:

$$P_{cu} = 89,1^2 \times 0,02$$

$$P_{cu} = 158,7W$$

Este resultado evidência um aumento de 24% em relação a perda estabelecida somente pela corrente da componente fundamental de 80A. Dessa forma, o aumento de corrente provoca maior aquecimento do transformador e redução da eficiência do sistema.

4.6 Determinação da Corrente de Compensação

O filtro ativo deve compensar a corrente harmônica total presente no sistema.

$$I_f = I_h$$

Logo:

$$I_f = 39,3A$$

Para o dimensionamento do filtro ativo, foi adotada uma margem de segurança de aproximadamente 25% em relação a corrente calculada I_f , resultando em uma corrente de compensação de cerca de 50 A. Essa prática é recomendada por fabricantes de filtros harmônicos ativos, como ABB, Schneider Electric e Siemens, a fim de garantir a adequada compensação frente a variações de carga, mudanças no espectro harmônico e possíveis expansões do sistema. Ressalta-se que normas como a IEEE 519 estabelecem limites de distorção, mas não especificam diretamente critérios de dimensionamento de filtros.

Dessa forma, considerou-se o valor:

$$I_f \approx 50A$$

4.7 Especificação do Filtro Ativo

Considerando tensão do sistema de:

$$V = 480V$$

tem-se:

$$S_f = \sqrt{3} \times 480 \times 50$$

$$S_f = 41,6kVA$$

Assim, o filtro ativo deve possuir capacidade mínima aproximada de:

$$S_f \approx 40kVA$$

4.7.1 Modelo Comercial do Filtro Ativo

O equipamento disponível comercialmente e compatível com a aplicação analisada é o filtro ativo de potência *AccuSine PCS+*, fabricado pela Schneider Electric.

Esse equipamento apresenta as seguintes características:

- Compensação harmônica até a 51ª ordem;
- Capacidade modular de corrente;
- Redução de DHT para valores inferiores a 5%;
- Aplicação em sistemas industriais com presença de inversores de frequência.

Figura 36 – Especificações Técnicas do Filtro Ativo

Fonte: Retirado do Datasheet Schneider AccuSine PCS+ 60A.

The Schneider Electric solution for active harmonic filtering in industrial installations.



AccuSine PCS+ Specifications	
Technical Specifications	
Standard RMS output current ratings	60 A, 120 A, 200 A, 300 A - 380 V AC to 480 V AC 47 A, 94 A, 157 A, 235 A - 480-600 V AC 40 A, 80 A, 133 A, 200 A - 600-690 V AC
Electrical System Characteristics	
Nominal voltage	380-480 V AC; +10%/-15% 480-600 V AC; +10%/-15% 600-690 V AC; +10%/-15%
Nominal Frequency	50/60 Hz, ± 3 Hz auto sensing
Number of phases	3-phase, with or without neutral
Operation with single phase loads	Yes; no effect on neutral current
Technical Product Characteristics	
Power electronics	IGBT; 3 level inverter
Topology	Digital harmonic FFT Digital reactive power
Losses	At 480 V AC < 3 %; at 690 V CA < 5 %
Current transformers (CT)	Any ratio with 1 or 5 ampere secondary Type 1 accuracy 50/60 or 400 Hz rated Grounded
Quantity of CT	2 or 3 for 3-wire electrical system 3 required for 4-wire electrical system
CT VA loading	15 mVA
Spectrum cancellation	2 nd to 51 st , discrete; fully selectable per harmonic order (amplitude and on/off)
Control basis	Closed loop for new installations ⁽¹⁾ Open loop compatible for retrofit applications
CT Position	Closed Loop Control: Source sense (at mains) CT or Load sense CT for single unit ⁽²⁾ Open Loop Control: Load sense CT or source sense CT for single unit ⁽³⁾
Harmonic Attenuation	Closed Loop: < 3 % THD(i); max 20:1 THD(i) reduction with load harmonic current above 50 % of AccuSine PCS+ rating Open Loop: < 5 % TDD Requires 3 % or higher inductive impedance per nonlinear load
Harmonic Operational Features	% THDi set point % THDv set point

Um modelo adequado para a aplicação estudada é o *AccuSine PCS+ 60A*, capaz de compensar a corrente harmônica estimada no sistema, conforme mostra a Figura 36 com o Datasheet do modelo.

Com a aplicação do filtro ativo dimensionado, espera-se reduzir a distorção harmônica total da corrente para valores inferiores a:

$$DHT_i < 5\%$$

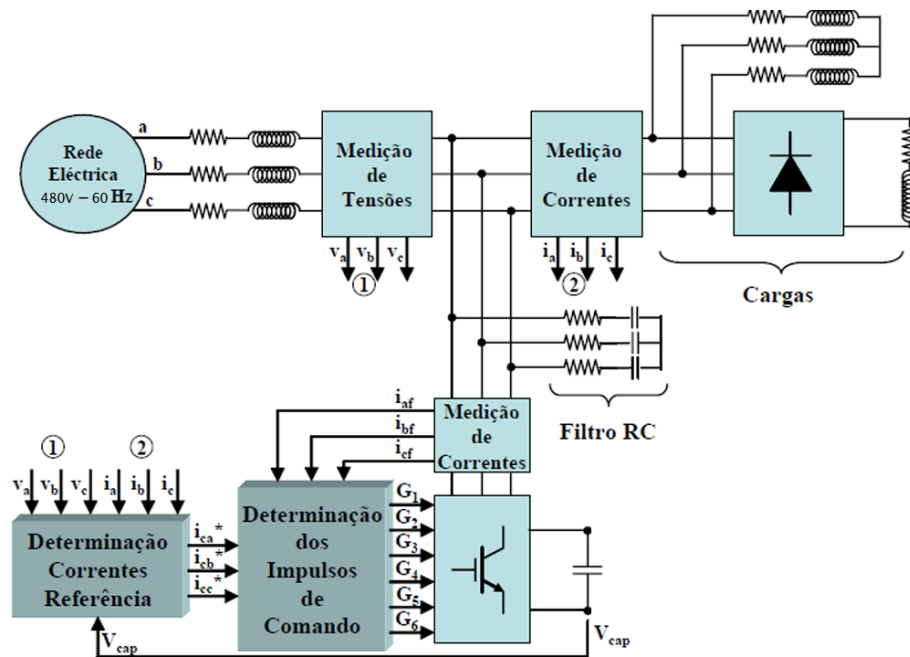
Atendendo às recomendações da norma IEEE 519 e melhorando a qualidade da energia elétrica do sistema analisado.

De acordo com o datasheet do fabricante, o filtro é capaz de compensar harmônicas da 2ª até a 51ª ordem, além de realizar a injeção de corrente harmônica em tempo real para cancelamento das distorções presentes na rede elétrica.

Comparando com os resultados obtidos neste trabalho, verifica-se que a corrente de compensação requerida é de aproximadamente 50 A, valor inferior à capacidade nominal do equipamento selecionado 60 A. Dessa forma, o modelo AccuSine PCS+ 60A atende adequadamente à aplicação proposta, garantindo margem operacional e possibilitando a redução da distorção harmônica para níveis inferiores a 5%, conforme esperado para sistemas em conformidade com a IEEE 519.

Figura 37 – Diagrama de Potência AccuSine PCS+ 60A

Fonte: Adaptado de Schneider Eletric.



A Figura 37 apresenta o diagrama de blocos do AccuSine PCS+ 60A em configuração shunt, conectado a uma rede trifásica que alimenta uma carga não linear. O funcionamento do filtro acontece da seguinte forma, o sistema realiza a medição das tensões e correntes da rede, fornecendo as variáveis necessárias para o processamento do controle e identificação das componentes harmônicas presentes na corrente da carga.

Com base nessas medições, o bloco de determinação das correntes de referência extrai as componentes harmônicas e define as correntes de compensação a serem injetadas. Em seguida, o sistema de controle gera o pulso de comando (SPWM) para os dispositivos semicondutores do inversor trifásico, baseado em IGBTs, o qual é alimentado por um barramento em corrente contínua responsável por garantir a estabilidade e o armazenamento de energia do sistema.

A corrente fornecida pelo inversor é injetada na rede por meio de um filtro de acoplamento, promovendo o cancelamento das componentes harmônicas. Como resultado, a corrente fornecida pela rede tende a assumir forma senoidal, reduzindo a distorção harmônica total e contribuindo para a melhoria da qualidade da energia elétrica no sistema analisado.

4.7.2 Aplicação do Filtro Ativo de Potência

Para a mitigação das correntes harmônicas identificadas no sistema, foi considerado o uso de um filtro ativo de potência do tipo Ativo, amplamente utilizado em instalações industriais para compensação dinâmica de harmônicos.

O equipamento considerado para o estudo foi o filtro ativo *AccuSine PCS+*, fabricado pela Schneider Electric, um dos dispositivos comerciais mais utilizados em aplicações de melhoria da qualidade de energia elétrica.

Os filtros ativos operam a partir do princípio da injeção de correntes compensatórias na rede elétrica. Por meio de técnicas de processamento digital e controle em tempo real, o equipamento analisa continuamente a forma de onda da corrente do sistema, identificando as componentes harmônicas presentes.

A partir dessa análise, o filtro gera uma corrente de compensação com mesma magnitude e frequência das componentes harmônicas detectadas, porém com fase oposta. Dessa forma, ocorre o cancelamento das componentes harmônicas na rede elétrica, resultando em uma corrente final com forma de onda mais próxima da senoidal.

O filtro ativo utilizado apresenta as seguintes características técnicas principais:

- Compensação harmônica até a 50ª ordem;
- Capacidade de compensação dinâmica de harmônicos em tempo real;
- Redução da distorção harmônica total da corrente para valores inferiores a 5%, conforme recomendado pela norma IEEE 519;
- Arquitetura modular, permitindo ampliação da capacidade de compensação conforme a demanda do sistema;
- Capacidade de compensação de correntes harmônicas de até 50 A por módulo;
- Tempo de resposta inferior a 1 ms, permitindo rápida adaptação às variações de carga;

Além da compensação de harmônicos, esse tipo de equipamento também pode contribuir para a melhoria do fator de potência e para a redução de desequilíbrios de corrente entre fases, dependendo da configuração adotada.

A instalação do filtro ativo é realizada em paralelo com a rede elétrica no PAC, permitindo que o equipamento atue diretamente sobre as correntes geradas pelas cargas não lineares presentes no sistema.

4.7.3 Resultados da Compensação Harmônica

Após a aplicação do filtro ativo de potência, observou-se uma redução significativa das componentes harmônicas das correntes nas três fases do sistema, além da melhoria do fator de potência.

As harmônicas de 5ª e 7ª ordem, que anteriormente apresentavam os maiores valores, foram reduzidas para níveis inferiores a 2%. As demais componentes harmônicas apresentaram amplitudes inferiores a 1%.

Com isso, a DHT_i foi reduzida para valores próximos de 3%, atendendo aos limites recomendados pela norma IEEE 519 para sistemas industriais.

O gráfico apresentado na Figuras 38 mostra o espectro harmônico das correntes nas três fases após a aplicação do filtro ativo, evidenciando a eficiência da técnica de compensação adotada, os gráficos foram obtidos através do Filtro Ativo código NVE30457-00.

Figura 38 – Análise DHT_i após aplicação do Filtro Ativo

Fonte: Elaborado pelo Autor.

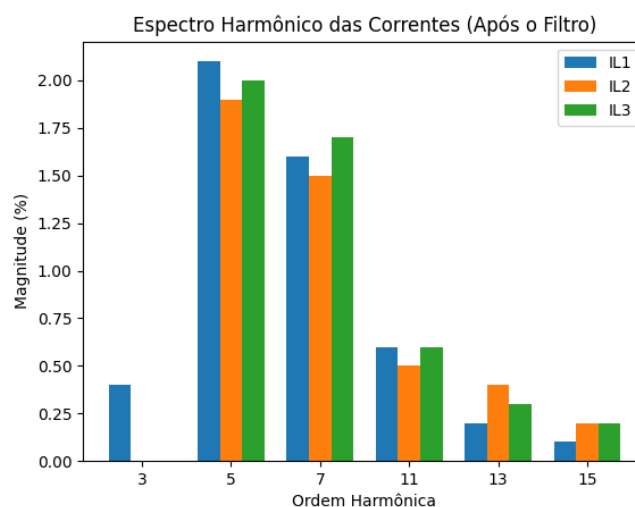


Tabela 11 – Componentes harmônicas da corrente na fase IL1 após filtragem**Fonte:** Elaborado pelo autor.

Harmônica	Valor (%)
3	0.4
5	2.1
7	1.6
11	0.6
13	0.2
15	0.1

O valor aproximado da distorção harmônica total da corrente pode ser estimado por:

$$DHT_i = \sqrt{0.4^2 + 2.1^2 + 1.6^2 + 0.6^2 + 0.2^2 + 0.1^2}$$

$$DHT_i = \sqrt{0.16 + 4.41 + 2.56 + 0.36 + 0.04 + 0.01}$$

$$DHT_i = \sqrt{7.54}$$

$$DHT_i \approx 2.7\%$$

Tabela 12 – Componentes harmônicas da corrente na fase IL2 após filtragem**Fonte:** Elaborado pelo autor.

Harmônica	Valor (%)
5	1.9
7	1.5
11	0.5
13	0.4
15	0.2

$$DHT_i = \sqrt{1.9^2 + 1.5^2 + 0.5^2 + 0.4^2 + 0.2^2}$$

$$DHT_i = \sqrt{3.61 + 2.25 + 0.25 + 0.16 + 0.04}$$

$$DHT_i = \sqrt{6.31}$$

$$DHT_i \approx 2.5\%$$

Tabela 13 – Componentes harmônicas da corrente na fase IL3 após filtragem**Fonte:** Elaborado pelo autor.

Harmônica	Valor (%)
5	2.0
7	1.7
11	0.6
13	0.3
15	0.2

$$DHT_i = \sqrt{2.0^2 + 1.7^2 + 0.6^2 + 0.3^2 + 0.2^2}$$

$$DHT_i = \sqrt{4.0 + 2.89 + 0.36 + 0.09 + 0.04}$$

$$DHT_i = \sqrt{7.38}$$

$$DHT_i \approx 2.8\%$$

Ressalta-se que os valores das componentes harmônicas estão expressos em percentual da componente fundamental, não sendo necessária a normalização pela corrente I_1 , dessa forma, a divisão por I_1 não ocorre.

4.7.4 Cálculo da Corrente Harmônica Total após a Filtragem

Considerando a corrente fundamental medida de:

$$I_1 = 80A$$

E as componentes harmônicas da Tabela 11 da fase L1, tem-se:

$$I_h = 80 \cdot \sqrt{0.004^2 + 0.021^2 + 0.016^2 + 0.006^2 + 0.002^2 + 0.001^2}$$

$$I_h = 80 \cdot \sqrt{0.000754}$$

$$I_h = 80 \cdot 0.0275$$

$$I_h \approx 2.20A$$

E as componentes harmônicas da Tabela 12 da fase L2, tem-se:

$$I_h = 80 \cdot \sqrt{0.019^2 + 0.015^2 + 0.005^2 + 0.004^2 + 0.002^2}$$

$$I_h = 80 \cdot \sqrt{0.000631}$$

$$I_h = 80 \cdot 0.0251$$

$$I_h \approx 2.01 A$$

E as componentes harmônicas da Tabela 13 da fase L3, tem-se:

$$I_h = 80 \cdot \sqrt{0.020^2 + 0.017^2 + 0.006^2 + 0.003^2 + 0.002^2}$$

$$I_h = 80 \cdot \sqrt{0.000738}$$

$$I_h = 80 \cdot 0.0272$$

$$I_h \approx 2.18 A$$

4.7.5 Cálculo da Distorção Harmônica Total após a Filtragem

A distorção harmônica total da corrente após a filtragem é determinada por:

$$DHT_i = \frac{I_h}{I_1} \times 100$$

Substituindo os valores obtidos, para a fase L1:

$$DHT_i = \frac{2.20}{80} \times 100$$

$$DHT_i \approx 2.75\%$$

Substituindo os valores obtidos, para fase L2:

$$DHT_i = \frac{2.01}{80} \times 100$$

$$DHT_i \approx 2.51\%$$

Substituindo os valores obtidos, para a fase L3:

$$DHT_i = \frac{2.18}{80} \times 100$$

$$DHT_i \approx 2.72\%$$

4.7.6 Cálculo da Distorção Harmônica de Demanda após a Filtragem

$$TDD = \frac{I_h}{I_L} \times 100$$

Substituindo os valores obtidos, para a fase L1:

$$I_h \approx 2.20A$$

$$TDD = \frac{2.20}{105} \times 100$$

$$TDD \approx 2.10\%$$

Substituindo os valores obtidos, para a fase L2:

$$I_h \approx 2.01A$$

$$TDD = \frac{2.01}{105} \times 100$$

$$TDD \approx 1.91\%$$

Substituindo os valores obtidos, para a fase L3:

$$I_h \approx 2.18A$$

$$TDD = \frac{2.18}{105} \times 100$$

$$TDD \approx 2.08\%$$

Os resultados obtidos indicam que, após a aplicação do filtro ativo, os níveis de distorção harmônica das correntes foram reduzidos. Observa-se que as componentes harmônicas dominantes, principalmente de 5ª e 7ª ordem como mostra a Figura 38, foram reduzidas para valores inferiores a aproximadamente 2%, enquanto as demais componentes apresentam amplitudes inferiores a 1%.

Dessa forma, a distorção harmônica total das correntes permanece abaixo de 5%, atendendo às recomendações estabelecidas pela norma IEEE 519 para sistemas industriais. Adicionalmente, a TDD apresentou valores de aproximadamente 2,10%, 1,91% e 2,08% para as fases L1, L2 e L3, respectivamente, permanecendo abaixo dos limites normativos.

Em conjunto, o fator de potência teve seu valor elevado para 0,93, satisfazendo o limite mínimo exigido pelo PRODIST e evidenciando a melhoria na qualidade da energia elétrica do sistema analisado.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho analisou os impactos da distorção harmônica provocada por cargas não lineares, especialmente inversores de frequência, em sistemas elétricos industriais. As medições realizadas na subestação da empresa Herculano Mineração, em Itabirito/MG, indicaram níveis elevados de distorção harmônica, com valores de DHT de tensão (DHTu) próximos de 18% e DHT de corrente (DHTi) próximos de 100%, evidenciando forte presença de cargas não lineares no sistema. Esses valores ultrapassam significativamente os limites recomendados pela norma IEEE 519, que estabelece limites de aproximadamente 5% para tensão e, dependendo da relação de curto-circuito, valores típicos inferiores a 20% para corrente no PAC. Além disso, foi observado fator de potência médio de 0,79 indutivo, inferior ao valor mínimo de 0,92 estabelecido pela ANEEL, conforme a REN 1000.

Com base nos dados obtidos, foram calculadas as componentes harmônicas presentes no sistema, destacando-se as harmônicas de 5ª e 7ª ordem como predominantes, e realizado o dimensionamento de um filtro ativo de potência para compensação das correntes harmônicas. A aplicação do filtro ativo demonstrou elevada eficácia, reduzindo a distorção harmônica total de corrente para valores inferiores a 5% (DHTi 2,5% a 2,8%) e a distorção de tensão para valores próximos de 3%, atendendo aos limites estabelecidos pelas normas técnicas. Além disso, observou-se a melhoria do fator de potência para valores próximos da unidade (0,93), indicando redução de potência reativa e melhoria no desempenho energético da instalação.

Dessa forma, conclui-se que a utilização de filtros ativos de potência representa uma solução eficaz para mitigação de harmônicos em sistemas industriais com elevada presença de eletrônica de potência, contribuindo para a melhoria da qualidade da energia elétrica, redução de perdas, aumento da eficiência energética e maior confiabilidade operacional, em conformidade com os limites estabelecidos pelas normas IEEE 519 e ANEEL REN 1000.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se a investigação de outras técnicas de mitigação de harmônicos, incluindo a aplicação de filtros passivos e filtros híbridos, que combinam elementos passivos (indutores e capacitores) com dispositivos ativos, visando otimizar o desempenho técnico e econômico da compensação harmônica. Além disso, propõe-se o estudo comparativo entre diferentes tecnologias de filtragem, bem como a análise de estratégias de controle mais avançadas para filtros ativos, considerando diferentes condições de operação e perfis de carga típicos de instalações industriais.

REFERÊNCIAS

- AGGOGERI, F.; BORBONI, A.; MERLO, A.; PELLEGRINI, N.; RICATTO, R. Vibration damping analysis of lightweight structures in machine tools. **Materials**, v. 10, n. 3, p. 297, 2017. Citado na página 64.
- AKAGI, H. New trends in active filters for power conditioning. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 32, n. 6, p. 1312–1322, 1996. Citado na página 49.
- ALEXANDER, C. K.; SADIKU, M. N. O. **Fundamentos de Circuitos Elétricos**. 7. ed. [S.l.]: AMGH Editora, 2021. Citado na página 20.
- ANEEL REN 1000. **Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021**. Brasília, 2021. Citado 2 vezes nas páginas vi e 54.
- BAGGIO, E. R. **Transformadores de Distribuição**. São Paulo: Érica, 2016. Citado 5 vezes nas páginas 24, 26, 27, 28 e 29.
- BARBOSA, R. J. S. **Identificação e modelagem de cargas não lineares em redes de baixa tensão**. Tese (Tese (Doutorado)) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, 2012. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Citado na página 14.
- BOLDEA. **Electric Machines**. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 29.
- BORBA, F. de. **Eletrônica Industrial e de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2019. Citado 7 vezes nas páginas 20, 34, 35, 37, 38, 40 e 63.
- BOYLESTAD, R. L. **Eletrônica de Potência**. São Paulo: Pearson Education, 2014. Citado 7 vezes nas páginas 34, 35, 37, 39, 41, 42 e 44.
- CARVALHO, E. L. N. **Metodologia de Testes para Avaliação de um Sistema de Gerenciamento de Qualidade da Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, Brasil, 2020. Dissertação de Mestrado. Disponível em: <<https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/2223>>. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 48.
- CARVALHO, U. P. J. Análise da influência das cargas não lineares na qualidade da energia elétrica. **Repositório Institucional UFPA**, 2021. Acessado em: 12/10/2025. Disponível em: <<https://repositorio.ufpa.br/bitstreams/c2417235-8ba3-4e29-aa39-0b69e6752f7d/download>>. Citado 3 vezes nas páginas 14, 15 e 48.
- CEEL. A qualidade da energia eletrica: conceitos, causas e consequencias. **Artigos Técnicos CEEL - UFU**, 2015. Acessado em: 12/10/2025. Disponível em: <https://peteletricaufu.com.br/static/ceel/artigos/artigo_669.pdf>. Citado na página 14.
- CEMIG, E.-. **Caracterização de Cargas Potencialmente Perturbadoras**. [S.l.], 2023. Acessado em: 12/10/2025. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2023/12/ED-5-57-Characterizacao-de-cargas-potencialmente-perturbadoras.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 49.
- CHAPMAN, S. J. **Electric Machinery Fundamentals**. 5. ed. New York: McGraw-Hill, 2012. Citado 5 vezes nas páginas 29, 30, 31, 32 e 33.

CUPERTINO, A. F. **Aspectos construtivos do motor de indução trifásico**. 2021. Material didático da disciplina de Máquinas Elétricas. Disponível em: <<https://gesep.ufv.br/wp-content/uploads/2021/03/Aula-12-Aspectos-construtivos-MIT.pdf>>. Citado na página 30.

EMERICH, H. **Eletrônica de Potência**. São Paulo: Érica, 2005. Citado 3 vezes nas páginas 34, 40 e 42.

FERREIRA, A. C. **Máquinas Elétricas**. 6. ed. São Paulo, Brasil: Editora Érica, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 30, 32 e 33.

HAYT, W. H.; BUCK, J. A. **Eletromagnetismo**. 8. ed. [S.l.]: AMGH Editora, 2012. Citado na página 24.

IEC 60076-7. **IEC 60076-7: Power Transformers – Part 7: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers**. Geneva, 2018. Citado na página 53.

IEC 61000-3-6. **IEC TR 61000-3-18: Electromagnetic compatibility (EMC) – Assessment of network characteristics for the application of harmonic emission limits**. Geneva, 2024. Citado na página 14.

IEEE 112. **IEEE Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators**. New York, NY, 2017. Citado na página 31.

LIMA, C. H. O. **Controle de harmônico e potência reativa em cargas desbalanceadas utilizando um filtro híbrido trifásico dual baseado no inversor nove-chaves**. Dissertação (Dissertação (Mestrado)) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, fevereiro 2017. Citado 6 vezes nas páginas 14, 15, 16, 19, 44 e 65.

MAMEDE. **Instalações Elétricas Industriais**. 10. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2023. Citado 3 vezes nas páginas 20, 29 e 59.

MAMEDE, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2024. Citado 8 vezes nas páginas 20, 23, 24, 25, 26, 27, 28 e 29.

MESQUITA. Estimação de fontes harmônicas em sistemas de potência: Uma abordagem considerando filtragem de dados e análise de componentes independentes. **Principia: Caminhos da Iniciação Científica**, v. 20, 2020. Universidade Federal de Juiz de Fora. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 67.

NETO, E. F. d. L. **Avaliação da Qualidade de Energia Elétrica em Sistemas Industriais de Média Tensão**. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2023. Acessado em: 12/10/2025. Disponível em: <<https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/55803/4/TCC%20-%20EVERALDO%20FERREIRA%20DE%20LUCENA%20NETO.pdf>>. Citado 3 vezes nas páginas 15, 18 e 19.

OLIVEIRA, R. F. **Qualidade da Energia Elétrica: Fundamentos e Aplicações**. São Paulo: Editora Érica, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 45.

RASHID, M. **Eletrônica de Potência: Circuitos, Dispositivos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Makron Books, 1999. Citado na página 43.

RASHID, M. H. (Ed.). **Power Electronics Handbook**. 5. ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2023. Citado 7 vezes nas páginas 36, 37, 39, 41, 43, 44 e 62.

- RASHID, M. M. **Eletrônica de Potência: Circuitos, Dispositivos e Aplicações**. 3. ed. São Paulo: Makron Books, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 41.
- RIBEIRO, R. P. **Máquinas Elétricas e Transformadores I**. Indaial: Centro Universitário Leonardo da Vinci (UNIASSELVI), 2021. Citado 7 vezes nas páginas 23, 24, 25, 28, 30, 32 e 33.
- SILVA, M. D. Micro-inversor monofásico com link ca ressonante para aplicação em sistemas fotovoltaicos off-grid. **Congresso Brasileiro de Automática (CBA)**, v. 2, n. 1, 2020. Citado 4 vezes nas páginas 41, 43, 44 e 47.
- SILVA, M. M. **Modelagem de cargas não lineares e representação das correntes harmônicas em redes de distribuição**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Minas Gerais, Brasil, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 66.
- SOARES, A. L. M. Análise de distorção harmônica em função da potência de geração fotovoltaica instalada em um campus universitário. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, vol. 1 no. 1, 2021. Universidade Federal de Itajubá. Citado 4 vezes nas páginas 15, 17, 18 e 48.
- SOUZA, R. J. S. **Avaliação do Espectro Harmônico da Corrente de um Sistema com Cargas Não Lineares**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2017. Citado na página 14.
- IEEE 519. **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**. 2022. IEEE Std 1159-2022 (Revision of IEEE Std 1159-2022). Citado 2 vezes nas páginas vi e 14.
- YOKOYAMA, K. M. **Estudo Empírico Sobre a Lei de Metcalfe e o Efeito de Rede**. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Instituto de Informática, Curso de Engenharia de Computação, Porto Alegre, 2016. Disponível em: <<https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/147669/000999752.pdf>>. Citado na página 16.