



REVISTA ELETRÔNICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ENGENHARIA MECÂNICA

13ª EDIÇÃO V.8.N.1.2026

CARTA DO EDITOR

Estimados leitores, autores e colaboradores,



É com imensa satisfação que apresento a 13ª edição da **Revista Eletrônica de Engenharia Elétrica e Engenharia Mecânica – R4EM** (ISSN 2763-5325), disponível exclusivamente em formato eletrônico em nosso site oficial: <https://periodicos.ufersa.edu.br/index.php/r4em/about>.

Nesta edição, celebramos uma conquista histórica para o nosso periódico: a **classificação Qualis B4 nas áreas de ENGENHARIAS III e ENGENHARIAS IV**, válida para o quadriênio 2021–2024. Este reconhecimento era um dos objetivos centrais desde a criação da R4EM e, nos últimos dois anos, trabalhamos com dedicação redobrada para alcançá-lo. Trata-se de um marco que reforça a relevância científica da revista e amplia sua credibilidade junto à comunidade acadêmica e profissional.

A edição atual contou com **26 artigos submetidos**, dos quais **12 foram aprovados para publicação**, abrangendo as áreas de **Engenharia Elétrica, Engenharia Mecânica e Hidrogênio Verde**, além de contribuições voltadas para **Educação em Engenharia**.

Reforçamos aos autores interessados que os **requisitos mínimos para submissão e aceite** incluem trabalhos que apresentem:

- **Metodologia científica** envolvendo **simulação computacional, pesquisa experimental** ou **estudos de caso**;
- Temáticas relacionadas à **educação em engenharia** ou ao **hidrogênio verde**, sendo que nestes dois últimos casos aceitamos também **trabalhos de revisão de literatura**.

Este avanço só foi possível graças ao empenho coletivo: dos autores que confiaram seus trabalhos à R4EM, dos avaliadores que garantem a qualidade científica das publicações, e dos alunos do **PET Mecânica & Energia**, que compõem nossa equipe editorial e são fundamentais para a manutenção da periodicidade e excelência do periódico.

Convido todos a continuarem submetendo seus trabalhos e divulgando nossa revista em suas instituições. Com o apoio da comunidade científica, seguiremos ampliando nosso alcance e consolidando a R4EM como referência nacional e internacional nas engenharias.

Mossoró, Julho de 2026

Prof. Dr. Francisco Edson Nogueira Fraga
Diretor e Editor Chefe da R4EM

ARTIGO CONVIDADO

IMPACTOS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO



Prof. Me. Jackson Angell Alves e Silva
Docente da Universidade Federal Rural do Semi-Árido/UFERSA
Mestre em Eng. Elétrica pela Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA
Graduado em Eng. Elétrica pela UFERSA
Graduado em Ciência e Tecnologia pela UFERSA
E-mail: jacksonangell@gmail.com

Devido às questões relacionadas ao aquecimento global e ao futuro do planeta, o tema da Transição Energética tornou-se incontornável, sendo relevante nos mais diversos fóruns globais, dentre eles o Acordo de Paris (2015), que propôs limitar o aquecimento global e também ao ser incluído na Agenda 2030, da Organização das Nações Unidas, no Objetivo 7, Energia Limpa e Acessível. Para os demais países, a principal meta se apresenta na descarbonização da matriz energética, enquanto no Brasil — por possuir uma matriz energética historicamente dita renovável de baixa emissão de carbono, devido à ampla utilização das hidrelétricas — a transição possui algumas particularidades, sendo a principal a diversificação e descentralização da matriz energética acompanhada da modernização, regulação e planejamento do setor, não se distanciando de desenvolver estratégias que contribuam para a promoção de justiça energética e o combate à pobreza [1,2].

No Brasil, há uma predominância histórica pelas centrais hidrelétricas, que posicionou o país em vantagens quando o assunto é fonte renovável. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) [6], tem-se 81,6% de renovabilidade da matriz energética, enquanto o mundo apresenta 29,5% no ano de 2022. Entretanto, essa escolha impôs desafios relacionados à conexão das centrais geradoras até os consumidores finais, problemas relacionados aos níveis dos reservatórios devido às alterações nos ciclos das chuvas, períodos de seca, também chamados de crises de abastecimento.

Essas crises, como a de 2001 e 2015, relatadas por [3], colaboram como motivação para a criação de políticas públicas como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) em 2002, que de fato foram responsáveis pelo avanço da transição energética brasileira. Em 2001, segundo dados do [4], as centrais hidrelétricas representavam cerca de 83,35% (62.409 MW) da capacidade instalada brasileira e mesmo aumentando sua capacidade produtiva, sua participação reduz ao longo dos anos. Em

2015 a contribuição dessas centrais circulava em torno de 65%, com 126.743 MW de potência instalada, e em 2024 caiu para 54%, alcançando valores de 109.864 MW, quase o dobro se comparado ao ano de 2001.

Seguindo na tarefa da diversificação como desafio da transição energética, ganham protagonismo na matriz energética as fontes renováveis intermitentes, ou variáveis, eólicas e solar fotovoltaica, que em 2001 tinham uma participação incipiente. Em 2015 a Eólica (EOL) e a Solar Fotovoltaica (SFV) começam a aparecer na matriz de maneira pouco expressiva, a primeira com 5% e a segunda não superando 1%. Já em 2024, como fruto das políticas adotadas nesses 10 anos, ambas passam a ocupar parte significativa da matriz energética: 14,75% e 6,28%, respectivamente (Este valor da solar não inclui a geração distribuída, mini e microgeração), consolidando em 2024 cerca de 200 GW de capacidade instalada do parque de geração no Brasil, com destaque para manutenção das hidrelétricas em 109 GW desde 2019. As termoeletricas, incluindo gás natural e biomassa, com 46 GW. Eólica e solar com 20 e 12 GW, respectivamente, e a nuclear com 1,9 GW [4]. A Figura 1(a) mostra como a matriz energética foi transformada durante esses mais de 20 anos com a inclusão dessas novas fontes e a diminuição da participação das hidrelétricas

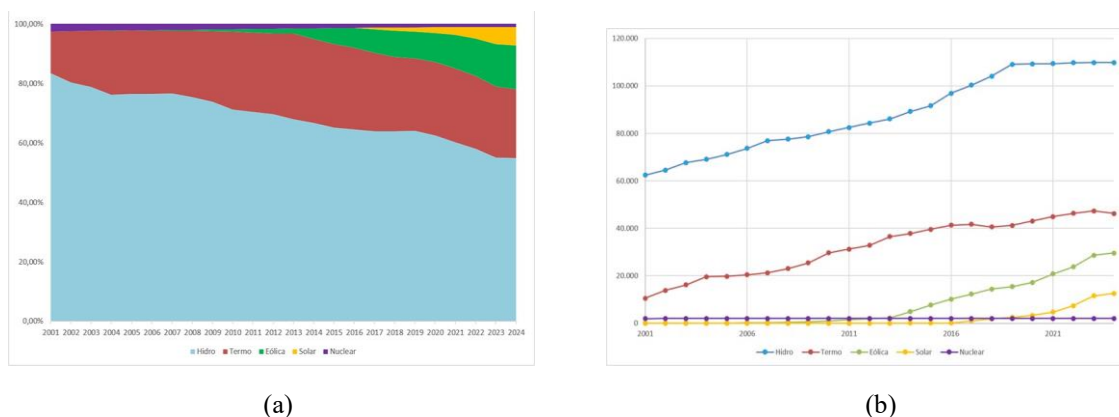


FIGURA 11 Diversificação da matriz energética. (a) Participação da matriz energética por fonte; (b) Capacidade instalada por fonte em GW [4].

Essa mudança não só impactou a diversidade das fontes com a inclusão das eólicas, fotovoltaicas e ampliação das termoeletricas, como também alterou a geografia da produção de energia. Analisando a partir de 2005, por meio do BEN do ano subsequente, a participação na capacidade instalada por região foi: Norte com 11,5%, Nordeste 15,7%, Sudeste com 37,2%, Sul 24,3% e Centro-Oeste com 11,3%. No relatório de 2015, com os dados de 2004, o BEN aponta para uma evolução da contribuição do Norte e Nordeste, com 14,8% e 18,7% cada, Sudeste com 32,2% e Sul com 22,3%, com o Centro-Oeste 12,1%. E no último relatório com os dados de 2024, no BEN 2025, o Nordeste alcança o patamar de 28,6%, ultrapassando a região Sudeste com 26,9%, o Sul com 16,6%, o Norte sobe para 17,8% e o Centro-Oeste com 10,1%. A Figura 2, exemplifica bem essa alteração [4–6]

Capacidade instalada de geração elétrica por região do Brasil

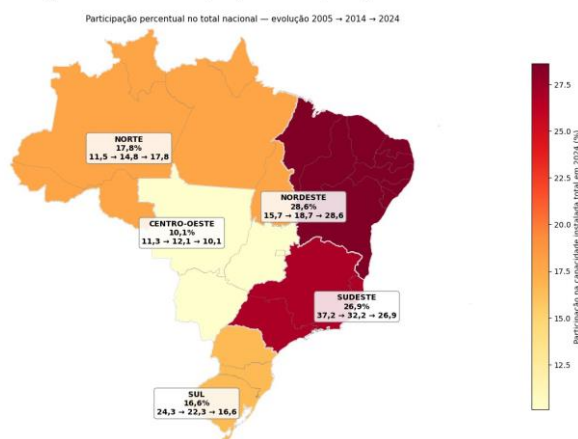


FIGURA 2. Capacidade instalada de geração elétrica [4–6].

Assim, o avanço da transição energética com a expansão de fontes renováveis variáveis e uma nova distribuição geográfica, com a Geração Distribuída (GD), impõe novos desafios à infraestrutura brasileira, principalmente relacionados ao planejamento e a operação. Em comparação com o modelo anterior, em que havia grandes centrais geradoras localizadas majoritariamente no Sul e Sudeste interligadas pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) ao restante do país, atualmente tem-se geradoras de menor porte distribuídas ao longo de todo o território nacional. Com isso, passam a surgir desafios operativos: cortes de geração renovável, inversão de fluxo, redução da carga supervisionada diurna, aumento das rampas de carga, necessidade de reforços de transmissão, maior controle de tensão e nova coordenação entre Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e distribuidoras [7].

O corte de geração, ou curtailment, surge devido à expansão das renováveis variáveis, incluindo aqui a Micro e Minigeração Geração Distribuída (MMGD), e seu desalinhamento com a capacidade de absorção no SIN. Com a alta geração, em especial da solar, nos períodos entre 9 e 16 horas, principalmente nos feriados, os cortes podem atingir até 50 GW, ou seja, tem-se energia disponível e o sistema não consegue absorver. Como solução, aponta-se para a instalação de grandes cargas, como Data centers e hidrogênio verde, o que por si só, também não resolvem o problema, colocando em evidência a necessidade de um planejamento sistêmico e integrado. [7].

A Figura 3 ilustra bem como a expansão da MMGD, em especial a SFV, tem causado impactos na operação do Sistema Interligado Nacional, reforçando a necessidade de planejamento. Na Figura 3(a) observa-se uma significativa redução da carga supervisionada, aquela que é vista pelo SIN, em relação à demanda, ou carga, total e com elas comprimem as EOL e SFV nos horários de pico de produção da MMGD, que chega a representar 44,8% da geração total.

A Figura 3(b) mostra como a MMGD mudou a forma como a carga do Estado é percebida pelo SIN. Devido à sua produção se concentrar entre 9 e 16 horas e não fornecer energia no período de maior demanda. Graficamente, essa curva recebe o nome de Curva de Pato e mostra como o SIN é afetado pelas MMGD, como pode ser observado na linha Minas Gerais (MG), evidenciando uma rampa de subida aguda, até a hora ponta e como a Geração Distribuída SFV não consegue atender a essa demanda. Também observam-se os valores negativos de demanda do Mato Grosso (MT) e Mato Grosso do Sul (MS), colocando em alerta a necessidade de medidas que diminuam o fluxo reverso.

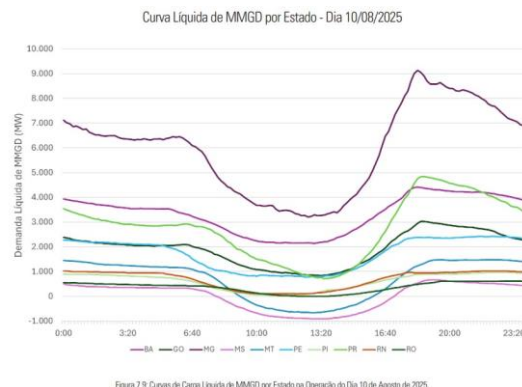
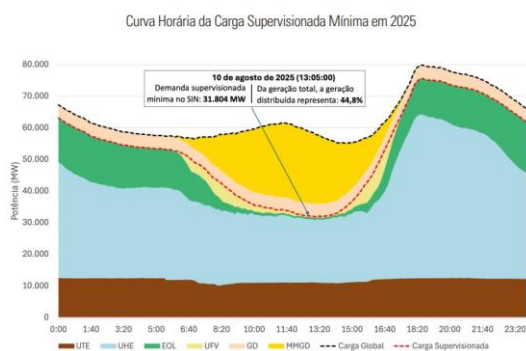


FIGURA 3. Curvas de carga. (a) Modulação das Fontes para atendimento da demanda 2025; (b) Curva líquida de MMGD por estado dia 10/08/2025. Retirado de [7].

A Figura 3(b) mostra como a MMGD mudou a forma como a carga do Estado é percebida pelo SIN. Devido à sua produção se concentrar entre 9 e 16 horas e não fornecer energia no período de maior demanda. Graficamente, essa curva recebe o nome de Curva de Pato e mostra como o SIN é afetado pelas MMGD, como pode ser observado na linha Minas E de fato a MMGD atingiu, no ano de 2024, segundo [4], cerca de 36 GW de capacidade instalada, se aproximando da capacidade instalada das centrais geradoras com eólica e solar de 42,1 GW. Esse montante impacta e transforma a operação do SIN, conforme pode ser observado na Figura 3, reduzindo a demanda supervisionada mínima, aumentando a rampa intradiária no horário de ponta e no fluxo reverso. Na sua revisão, [8], descreve que a alta inserção implica em: variações de tensão, corrente reversa, flutuação da potência de saída e frequência, desequilíbrio de fase, fluxo reverso nos transformadores das redes de distribuição. A literatura de [9,10] aponta a dificuldade no planejamento e operação, como também na necessidade da criação de modelos específicos para previsão de carga por causa da natureza flutuante dessa modalidade de geração.

Portanto, a transição energética no Brasil representa um avanço importante para a diversificação da matriz elétrica, com maior participação das fontes eólica, solar e da geração distribuída. No entanto, esse processo também evidencia novos desafios para o planejamento e a operação do sistema elétrico, especialmente diante da redução da dependência hidrelétrica, da mudança na distribuição regional da geração e dos impactos causados pelas fontes renováveis variáveis. Assim, mais do que ampliar a capacidade instalada, é necessário fortalecer a infraestrutura, aumentar a flexibilidade operativa e melhorar a coordenação entre geração, transmissão e distribuição. Dessa forma, a transição energética brasileira poderá ocorrer de maneira mais segura, eficiente e compatível com as necessidades atuais e futuras do sistema elétrico nacional.

REFERÊNCIAS

- [1] ONU BRASIL. Objetivo 7: energia limpa e acessível. Energia limpa e acessível. 2024. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs/7>. Acesso em: 23 mai. 2026.
- [2] J. Dutra e F. Menezes, Energy Transition in the Brazilian Electric Power System. Competition and Regulation in Network Industries, 2022, v. 23, n. 2, p. 119–134, jun. 2022, doi: 10.1177/17835917221088765.
- [3] M. P. Belançon, Brazil electricity needs in 2030: Trends and challenges”, Renewable Energy Focus, v. 36, p. 89–95, mar. 2021, doi: 10.1016/j.ref.2021.01.001.



- [4] EPE, MME. Balanço Energético Nacional 2025. Empresa de Pesquisa Energética (EPE) Ministério de Minas e Energia (MME). 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao885/topico771/Relat%C3%B3rio%20Final_BEN%202025.pdf. Acesso em: 23 mai 2026.
- [5] EPE, MME. Balanço Energético Nacional 2006. Empresa de Pesquisa Energética (EPE) Ministério de Minas e Energia (MME), 2006. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao140/topico133/BEN2006_Versa_Completa2.pdf. Acesso em: 23 mai 2026.
- [6] EPE, MME. Balanço Energético Nacional 2015. Empresa de Pesquisa Energética (EPE) Ministério de Minas e Energia (MME), 2015. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao127/topico97/Relat%C3%B3rio%20Final%202015.pdf>. Acesso em: 23 mai 2026.
- [7] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). PAR/PEL 2025: Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN: ciclo 2026-2030: sumário executivo. [S. l.]: ONS, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%202025-VF.pdf>. Acesso em: 25 maio 2026.
- [8] SURYAVANSHI, Rahul G.; KORACHAGAON, Irana. A review on power quality issues due to high penetration level of solar generated power on the grid. 2019 2Nd International Conference On Power And Embedded Drive Control (Icpedc), [S.L.], v. 1, n. 1, p. 464-467, ago. 2019. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/icpedc47771.2019.9036537>.
- [9] ARRITT, Robert F.; DUGAN, Roger C.. Review of the Impacts of Distributed Generation on Distribution Protection. 2015 Ieee Rural Electric Power Conference, [S.L.], p. 69-74, abr. 2015. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/repc.2015.12>.
- [10] HOU, Shuang; GAO, Qinxiang. Review of impact of distributed generation on distribution system. 2011 International Conference On Advanced Power System Automation And Protection, [S.L.], p. 219-222, out.2011. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/apap.2011.6180521>



EDITORES-CHEFE

Dr. Francisco Edson Nogueira Fraga
Dr. Idalmir de Souza Queiroz Júnior

EDITORES-ADJUNTOS

José David de Araújo

EDITORACÃO

Gabriel Marcos De Oliveira Meira
Jonatas Richallis Santana de Mendonça
Mateus Pereira da Silva
Matheus Henrique Medeiros de França
Pedro Gabriel Cosme dos Santos

CONSELHO EDITORIAL

Dr. Adelson Menezes Lima (UFERSA/Campus Pau dos Ferros)
Dra. Aiana Nascimento Silva (UFERSA/Campus Caraúbas)
MSc. Danilo de Souza (IFRN/Campus Mossoró)
Dra. Fabiana Karla de Oliveira M. Varella (UFERSA/Campus Mossoró)
Dr. Francisco Edson Nogueira Fraga (UFERSA/Campus Mossoró)
Dr. Francisco Ilson da Silva Junior (UFC)
Dr. Glauco Fontgalland (UFCG)
MSc. Herick Talles Queiroz Lemos (IFPE/Campus Pesqueira)
Dr. Idalmir de Souza Queiroz Júnior (UFERSA/Campus Mossoró)
Dr. José Hilton Ferreira da Silva (UFCG)
Dr. Kleiber Lima de Bessa (UFRN)
Dr. Taciano Amaral Sorrentino (UFERSA/C&T Mossoró)
Dr. Zoroastro Torres Vilar (UFERSA/Campus Mossoró)

DESIGN EDITORIAL

José David de Araújo

APOIO

Universidade Federal Rural do Semi-Árido
Av. Francisco Mota, 572. Bairro Costa e Silva, Mossoró-RN.



Universidade Federal Rural do Semi-Árido
Revista Eletrônica de Engenharia Elétrica e Engenharia Mecânica
ISSN 2763-5325 | DOI: <https://doi.org/10.21708/issn27635325>



EDITORA

EDUFERSA

*Av. Francisco Mota, 572. Bairro Costa e Silva. Mossoró-RN, UFRSA Campus Leste,
Centro de Convivência. E-mail: edufersa@ufersa.edu.br*

AUTOR CORPORATIVO

PET MECÂNICA E ENERGIA

*Programa de Educação Tutorial dos Cursos de Engenharia Mecânica e Engenharia Elétrica
Av. Francisco Mota, 572. Bairro Costa e Silva. Mossoró-RN, UFRSA Campus Leste / Centro
de Engenharias / Departamento de Engenharia e Tecnologia.
E-mail: r4em@ufersa.edu.br*



SUMÁRIO

Comparação entre o SRF-PLL e o DDSRF-PLL em uma condição de desequilíbrio.....1

Elizeu L. M. Barboza, Adriano A. F. de Moura, Ednardo P. da Rocha, Daniel C. de C. Crisóstomo

Planejamento estático da expansão de redes de transmissão usando PSO quântico com atrator gaussiano.....11

João Ricardo Paes de Barros

Projeto de criação de um simulador didático 3D de um laboratório de eletricidade.....30

Daniel C. de C. Crisóstomo, Erick A. G. de Oliveira, Adriano A. F. de Moura

Determinação da distância de ponto em falta em linha de transmissão trifásica.....40

Gabriel Ternus Gilioli

Análise da operação dinâmica de um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) sob desequilíbrios da rede elétrica: modelagem, controle e simulação via ATPDraw.....58

Ediliane Simão da Silva Nascimento, Adriano Aron Freitas de Moura, Ednardo Pereira da Rocha, Daniel Carlos de Carvalho Crisóstomo

Avaliação da eficiência de microinversores utilizando módulos fotovoltaicos danificados.....66

João Ricardo Paes de Barros, Gustavo Maia Rodrigues, Humberto Dionísio de Andrade, Adelson Menezes Lima, Arthur Mendes da Silva, Herick Talles Queiroz Lemos

Dimensionamento e análise de viabilidade técnico-econômica de sistema fotovoltaico conectado à rede aplicado à estação elevatória de esgoto.....79

Felipe Augusto da Silva Mendonça, Maria Izabel da Silva Guerra, Romênia Gurgel Vieira, Igor Pacífico Xavier da Silva

Análise comparativa dos controladores PID e PID-Fuzzy aplicados na regulação de velocidade de um motor CC.....95

João Pedro Pereira Barbosa, Dartiu Rafael Dantas da Silva Alves, Geronimo Barbosa Alexandre

Gestão da manutenção de sistemas eletromecânicos em usinas hidrelétricas: revisão bibliográfica sobre eficiência, confiabilidade e sustentabilidade.....106

Robertcley do Rosario Amorim, André Marques Cavalcanti, Roberto Luiz Frota de Menezes, Emmanuelle Maria Gonçalves Lorena

Influência do fator de potência na demanda de potência reativa em cargas de usinagem: análise experimental e correção por capacitores.....117

Jairton da Silva Falcão Filho, Maria Izabel da Silva Guerra, Romênia Gurgel Viera, Igor Pacífico Xavier da Silva

Desempenho Dinâmico de um AVR UNITROL 1020 em Gerador Síncrono Brushless de 13,8 kV: Avaliação Experimental em Comissionamento Industrial.....135

Análise de produtividade de usinas solares fotovoltaicas pelo indicador final yield: estudo de caso da universidade federal rural do semiárido – UFERSA.....156

Emanuela Iêda Chagas, Bruna Gabriela Sales de Freitas, Daniel Carlos de Carvalho Crisóstomo, Glauco Fonsêca Henriques

Artigo

Comparação entre o SRF-PLL e o DDSRF-PLL em uma condição de desequilíbrio

Elizeu L. M. Barboza ¹, Adriano A. F. de Moura ², Ednardo P. da Rocha ³, Daniel C. de C. Crisóstomo ⁴

¹Ufersa; elizeu.barboza@alunos.ufersa.edu.br

³Ufersa; ednardo.pereira@ufersa.edu.br

²Ufersa; adrianoaron@ufersa.edu.br

⁴Ufersa; daniel.crisostomo@ufersa.edu.br

Recebido: 01/04/2026;

Aceito: 07/07/2026;

Publicado: 15/07/2026;

Resumo: Este trabalho analisa e compara o desempenho dos algoritmos SRF-PLL (Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop) e DDSRF-PLL (Decoupled Double Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop) sob condições de desequilíbrio da rede elétrica. A sincronização precisa com a rede é um requisito fundamental em sistemas de potência modernos, especialmente na integração de fontes renováveis, que frequentemente operam em ambientes assimétricos. Para essa análise, foram realizadas simulações no software ATPDraw, considerando dois cenários: condição equilibrada e a outra condição com desequilíbrio de tensão e de ângulo de fase. Os resultados indicam que o SRF-PLL apresenta desempenho limitado na presença de distúrbios, evidenciando dificuldades de estabilização e erros em regime permanente. Em contrapartida, o DDSRF-PLL demonstrou maior robustez, sendo capaz de desacoplar adequadamente as componentes de sequência positiva e negativa, alcançar estabilização mais rápida e manter a precisão da frequência estimada mesmo sob desequilíbrios severos. Dessa forma, o DDSRF-PLL mostra-se mais adequado para aplicações em geração distribuída e sistemas sujeitos a condições adversas da rede elétrica.

Palavras-chave: sincronismo; redes elétricas; DDSRF-PLL; SRF-PLL; sistemas de potência.

Comparison between SRF-PLL and DDSRF-PLL under unbalanced conditions

Abstract: This study aims to analyze and compare the performance of the Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop (SRF-PLL) and the Decoupled Double Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop (DDSRF-PLL) under unbalanced electrical grid conditions. Accurate grid synchronization is essential, especially in the presence of renewable energy sources, which often operate under asymmetric or distorted conditions. Simulations were carried out using the ATPDraw software to evaluate the behavior of both PLLs in two scenarios: balanced conditions and conditions with voltage unbalance and phase angle unbalance. The results show that the SRF-PLL presents significant limitations when subjected to disturbances, such as lack of stabilization and steady-state error. In contrast, the DDSRF-PLL proved to be more robust, efficiently isolating positive and negative sequence components, achieving faster stabilization of the control variable, and maintaining the accuracy of the estimated frequency even under severe unbalanced conditions. The analysis of waveforms and transformed components confirms the superiority of the DDSRF-PLL in adverse scenarios, making it a recommended alternative for distributed generation systems and applications in electrical grids subject to unbalance.

Keywords: synchronization; power grids; DDSRF-PLL; SRF-PLL; power systems.

1. INTRODUÇÃO

O crescimento das fontes renováveis de energia e a intensificação da eletrificação dos sistemas têm promovido transformações profundas na forma como a energia elétrica é gerada, distribuída e controlada. Nesse cenário, os conversores eletrônicos de potência, como inversores, tornaram-se componentes essenciais, exigindo mecanismos de sincronização cada vez mais robustos e precisos para garantir a estabilidade dos sistemas elétricos modernos [1].

Entre os principais desafios enfrentados por esses sistemas está a necessidade de alinhar, em tempo real, os sinais gerados com os sinais de tensão da rede. A tarefa se torna particularmente complexa diante de perturbações como afundamentos de tensão e desequilíbrios de carga, frequentemente presentes em ambientes industriais ou em redes fracas. Em situações de desequilíbrio, os algoritmos de sincronização podem apresentar degradação em sua resposta dinâmica, comprometendo a estimativa da frequência e do ângulo de fase [2].

Tradicionalmente, os sistemas de sincronização baseiam-se no Phase-Locked Loop (PLL - Laço de Bloqueio de Fase) em referência síncrona (SRF-PLL - Laço de Bloqueio de Fase no Referencial Síncrono), amplamente adotado pela sua simplicidade e bom desempenho em condições equilibradas. No entanto, quando submetido a distúrbios assimétricos, o SRF-PLL exibe limitações significativas, como erros permanentes de fase e lentidão no tempo de resposta. Para superar essas limitações, diferentes abordagens vêm sendo propostas na literatura. Dentre elas, destaca-se o DDSRF-PLL (Decoupled Double Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop - Laço de Bloqueio de Fase com Duplo Referencial Síncrono Desacoplado), que introduz um sistema de coordenadas síncronas duplo e uma rede de desacoplamento capaz de separar os componentes simétricos positivos e negativos da tensão de entrada. Essa estratégia permite maior robustez a desequilíbrios, além de melhorar a resposta dinâmica do sistema sem a necessidade de reduzir a largura de banda do controlador [3,4].

Este estudo contribui para o avanço das técnicas de sincronização aplicadas a sistemas de potência, com foco especial no ponto de acoplamento de sistemas de geração baseados em fontes renováveis, como usinas eólicas e usinas solares fotovoltaicas conectadas à rede. Espera-se, ao final, fornecer uma avaliação clara sobre a aplicabilidade do DDSRF-PLL em condições reais de operação, além de apresentar subsídios para o desenvolvimento de conversores mais robustos. A seguir, são descritos os conceitos teóricos fundamentais sobre sincronização em redes trifásicas, detalhando a estrutura do SRF-PLL e do DDSRF-PLL. Posteriormente, apresenta-se a metodologia adotada com os cenários de simulação, seguida da discussão dos resultados obtidos e das conclusões.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1. Sistemas de sincronização: SRF-PLL

O Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop (SRF-PLL), ou Laço de Bloqueio de Fase no Referencial Síncrono, é um algoritmo amplamente utilizada em sistemas elétricos para a extração do ângulo de fase e da frequência de sinais senoidais. Em ambientes onde a tensão da rede se mantém equilibrada e livre de distorções, esta técnica apresenta bom desempenho e baixo custo computacional, sendo comumente empregado em aplicações de sistemas de proteção e monitoramento de qualidade de energia.

A Figura 1 mostra a estrutura básica de um SRF-PLL trifásico, a qual é composta por três blocos principais: o transformador abc-dq, o controlador PI (Proporcional-Integral) e o gerador de sinal. As entradas v_a , v_b e v_c representam as tensões trifásicas da rede no referencial estacionário abc. Essas grandezas são convertidas para o referencial síncrono dq por meio da Transformada de Park, que projeta o vetor de tensão nos eixos direto (d) e em quadratura (q), os quais giram com o ângulo estimado θ' .

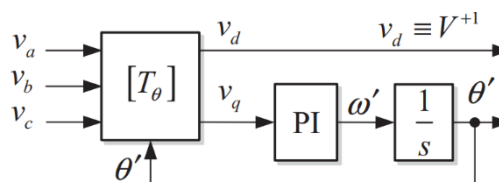


Figura 1. Diagrama de blocos do SRF-PLL trifásico [1].

No referencial dq, a componente v_q indica o erro de fase entre o sistema estimado e a rede elétrica. Esse sinal é aplicado ao controlador PI, cujo comportamento dinâmico é governado por dois parâmetros de sintonia: o ganho proporcional (K_p) e o ganho integral (K_i). O K_p impõe uma ação corretiva instantânea e é responsável por ditar a rapidez da resposta transitória do sistema frente a variações bruscas de fase. Por sua vez, o K_i atua sobre o erro acumulado ao longo do tempo, garantindo a eliminação do desvio em regime permanente para que a frequência estimada converja exatamente para o valor nominal da rede. A parametrização conjunta destes ganhos exige um rigoroso compromisso de engenharia: a adoção de ganhos elevados confere agilidade ao rastreamento, mas torna a malha vulnerável a harmônicos e componentes de sequência negativa inerentes a desequilíbrios; em contrapartida, ganhos reduzidos melhoram a filtragem de distúrbios, porém resultam em um tempo de acomodação demasiadamente lento. Após o processamento do erro pelo controlador PI, a frequência angular resultante (ω') é integrada, gerando o ângulo de fase purificado (θ'), o qual é realimentado à matriz de transformação do sistema para fechar a malha de controle

Essa arquitetura assume que a tensão da rede é equilibrada e é composta apenas por componentes simétricos positivos [2]. Contudo, em condições reais, especialmente em ambientes com presença de desequilíbrios, essas premissas deixam de ser válidas. Nessas situações, surgem componentes simétricos negativos e distorções que afetam diretamente o sinal q , prejudicando o desempenho. Esse algoritmo tende a apresentar erros de estimação na frequência e no ângulo de fase em redes com baixa qualidade de energia. Em sistemas com geração renovável ou com cargas altamente dinâmicas, esses erros podem comprometer a estabilidade do sistema e causar falhas de sincronização.

Além disso, o SRF-PLL apresenta sensibilidade a variações rápidas na tensão da rede, o que pode provocar oscilações transitórias e comprometer a convergência do laço de controle. Embora seja possível mitigar esses efeitos com a redução da largura de banda do controlador, essa solução sacrifica o tempo de resposta, dificultando sua aplicação em cenários que exigem agilidade, como redes com geração distribuída ou micro redes.

Diante dessas limitações, diversas estruturas aprimoradas de PLL têm sido propostas. Uma delas é o DDSRF-PLL, que incorpora mecanismos de desacoplamento entre os componentes positivos e negativos da tensão, permitindo uma melhor atuação em regimes desequilibrados [5]. Ao atuar sobre referenciais síncronos desacoplados, essa estrutura promove a rejeição mais eficaz das componentes indesejadas, resultando em maior precisão na estimação do ângulo de fase e melhor estabilidade do sistema. Essa abordagem será explorada na próxima subseção.

2.2. Sistemas de sincronização: DDSRF-PLL

O Decoupled Double Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop (DDSRF-PLL), ou Laço de Bloqueio de Fase com Duplo Referencial Síncrono Desacoplado é uma variação avançada da estrutura do PLL tradicional, desenvolvida para superar as limitações impostas por desequilíbrios nas tensões da rede. Seu princípio de funcionamento baseia-se na decomposição da tensão trifásica em dois referenciais síncronos girantes: um sincronizado com a sequência positiva e outro com a sequência negativa.

Essa abordagem fundamenta-se na Teoria da Potência Instantânea e na Transformada de Park, permitindo isolar os componentes simétricos do sinal de entrada. Com isso, o algoritmo consegue manter o controle adequado mesmo sob assimetrias severas, garantindo maior robustez, melhor rastreamento da frequência fundamental e resposta mais precisa [1].

A Figura 2 apresenta a estrutura desta topologia, cujo princípio fundamental é o desacoplamento das referidas sequências. Diferentemente da versão convencional, utilizam-se dois referenciais síncronos rotativos com sentidos opostos para tratar separadamente os componentes.

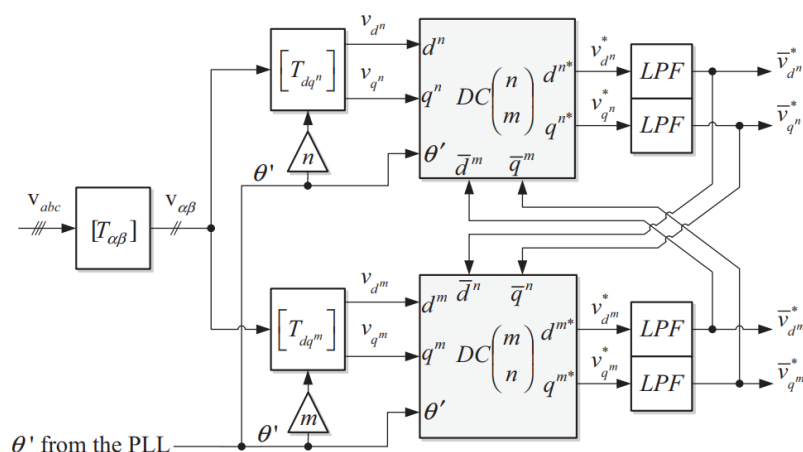


Figura 2. Estrutura de blocos do DDSRF-PLL com referenciais positivos e negativos desacoplados [1].

Inicialmente, a tensão trifásica v_{abc} é convertida para o referencial estacionário $\alpha\beta$ por meio da transformação de Clarke ($T_{\alpha\beta}$). Em seguida, são aplicadas duas transformações síncronas ($T_{dq\alpha}$ e $T_{dq\beta}$): uma girando no sentido positivo (referencial d_n e q_n) e outra no sentido negativo (referencial d_m e q_m), ambas utilizando o ângulo estimado θ' proveniente do PLL. Como resultado, obtêm-se as tensões projetadas nesses novos eixos.

Entretanto, em condições de desequilíbrio, os componentes geram termos oscilatórios de segunda harmônica quando observados no referencial oposto. Para eliminar esse efeito cruzado, emprega-se uma rede de desacoplamento que estima e subtrai as oscilações, permitindo a obtenção das parcelas contínuas de forma independente.

Após esse processo, filtros passa-baixa (LPF - low pass filter) são utilizados para extrair as componentes contínuas v_{dn} , v_{qn} , v_{dm} e v_{qm} . O controle da fase ocorre de maneira semelhante à arquitetura clássica: a componente em quadratura da sequência positiva (v_{dn}) é regulada a zero por meio de um controlador PI. A saída deste controlador fornece a frequência angular estimada, que, ao ser integrada, gera o ângulo θ' , o qual é realimentado ao sistema.

Dessa forma, o método estima com elevada precisão os parâmetros da rede mesmo sob desequilíbrios, pois o isolamento explícito ocorre antes do processo de sincronização.

Ao ser implementada, esta estrutura permite a obtenção de sinais livres de oscilação [1], os quais podem ser analisados sem interferência mútua. Com isso, demonstra excelente desempenho na presença de falhas monofásicas e tensões desbalanceadas, mantendo a estabilidade em condições críticas. A sua aplicação é especialmente vantajosa no controle de inversores, onde a qualidade da energia nem sempre é garantida.

Apesar de exigir maior complexidade computacional, a malha de duplo referencial é uma solução eficaz para ambientes que demandam precisão. No contexto deste trabalho, a sua robustez e confiabilidade serão avaliadas computacionalmente.

ATPDraw é uma interface gráfica que facilita a criação de circuitos elétricos para simulações no ATP (Alternative Transients Program), uma versão gratuita do EMTP. Já o EMTP (Electromagnetic Transients Program) é um software amplamente utilizado para simulação de transitórios eletromagnéticos em sistemas elétricos de potência, como manobras de chaveamento, curtos-circuitos e análise de estabilidade. Juntos, permitem avaliar com precisão o comportamento dinâmico de sistemas elétricos sob diferentes condições operacionais.

Além disso, a ferramenta fornece bibliotecas com diversos componentes personalizáveis, além de permitir a exportação dos resultados em formato gráfico e tabular. Sendo assim, o software é amplamente adotado em ambientes acadêmicos e industriais para o desenvolvimento de soluções eficientes e seguras.

2.3. Modelagem do Sistema e Procedimentos de Simulação

Para avaliar o desempenho dinâmico dos algoritmos de sincronização, foi modelado um sistema elétrico que representa o Ponto de Acoplamento Comum (PCC) de um sistema de geração distribuída, aplicável a inversores de sistemas solares fotovoltaicos ou a aerogeradores. O protocolo de ensaio consistiu em submeter ambos os algoritmos (SRF-PLL e DDSRF-PLL) aos mesmos sinais de tensão de entrada. A simulação foi dividida em dois cenários temporais contínuos: do instante inicial $t = 0s$ até $t = 2s$, o sistema é alimentado por uma fonte trifásica perfeitamente equilibrada (tensão de pico de 10 kV e frequência nominal de 50 Hz). A partir de $t = 2s$, introduz-se um distúrbio severo no sistema, substituindo a fonte ideal por uma fonte desequilibrada, tanto em amplitude quanto em ângulo de fase, e com alteração na frequência fundamental. Os dados foram coletados em janelas de tempo específicas para análise das respostas transitórias e de regime permanente dos métodos estudados.

3. RESULTADOS

A seguir, são apresentadas as figuras das tensões de entrada e saída, bem como o comportamento das componentes V_d e V_q para as duas estratégias de controle abordadas. As simulações iniciam-se com a operação normal (0 a 2 segundos) sob uma tensão de pico de 10 kV e frequência de 50 Hz, no instante de tempo de 2 segundos ocorre a troca de fonte onde uma fonte desequilibrada é adicionada e a fonte equilibrada é removida para estudar o comportamento dos algoritmos, no instante de tempo de 2 a 2,01 segundos é o chaveamento para a troca das fontes, devido às limitações no software o instante de tempo não pode ser menor. A fonte desequilibrada possui as tensões V_a , V_b e V_c sendo $5590\text{ V} \angle -3,4^\circ$, $7270\text{ V} \angle -159,89^\circ$, $3098\text{ V} \angle 66,206^\circ$ respectivamente e uma frequência de 35Hz conforme mostra a Figura 3.

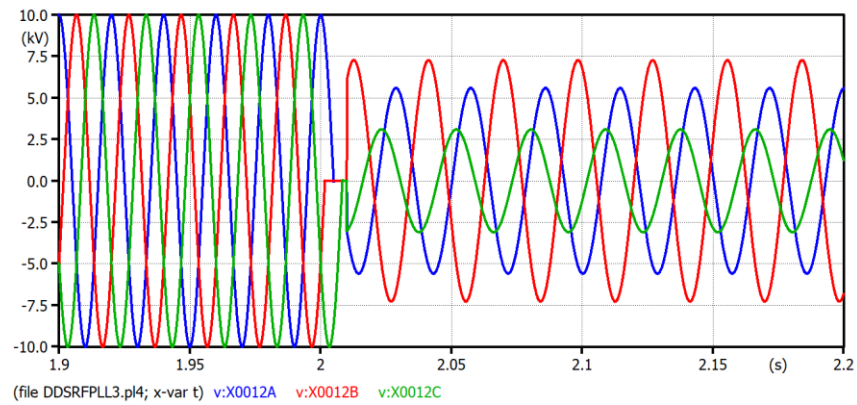


Figura 3. Tensões de entrada dos PLLs (autoria própria)

3.1. SRF-PLL

A figura 4 corresponde ao comportamento da saída, utilizando o modelo SRF-PLL sob condição de desequilíbrio.

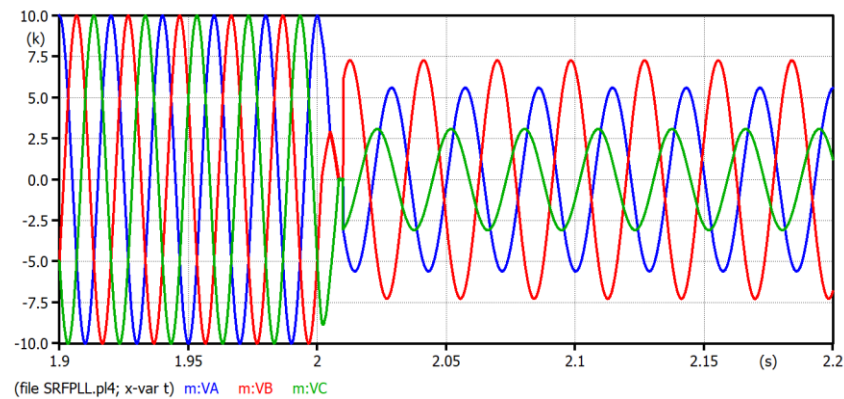


Figura 4. Tensões de saída do SRF-PLL (autoria própria).

Foi avaliada que, embora o algoritmo atue para sincronizar com a rede, a presença de desequilíbrios prejudica o desempenho, resultando em grandes oscilações residuais. Na Figura 5 é apresentado os componentes V_d e V_q .

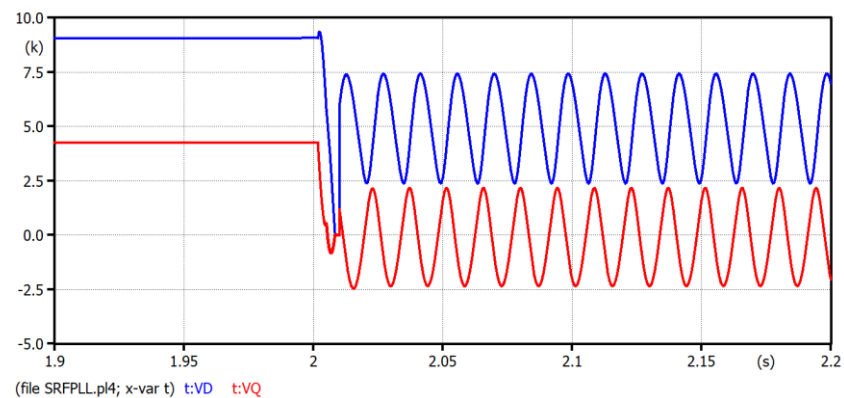


Figura 5. Componentes V_d e V_q do SRF-PLL (autoria própria).

A componente V_q não converge a zero, demonstrando a limitação do SRF-PLL frente a redes desequilibradas, principalmente em condições onde as componentes negativas estão presentes, pois quando se aplica a

Transformada de Park ao sinal desequilibrado da rede, esse sinal é dividido em componentes de sequência positiva (que giram no sentido direto, à mesma velocidade do referencial síncrono) e de sequência negativa (que giram em sentido contrário). No caso ideal, se houvesse apenas sequência positiva, os valores seriam constantes em regime permanente e V_q tenderia a zero (porque o eixo d é alinhado ao vetor de tensão) e ao valor da tensão de fase.

Porém, na presença de componentes de sequência negativa, o sinal trifásico que entra no PLL não é puramente senoidal de única sequência. Quando esse sinal desequilibrado é projetado no referencial dq que gira no sentido positivo, as componentes negativas, girando em sentido oposto, aparecem como oscilações residuais em frequência dupla (2ω).

3.2. DDSRF-PLL

A seguir, são apresentados as figuras do modelo DDSRF-PLL, mostrando sua maior robustez frente aos desequilíbrios aplicados às tensões de entradas que são as mesmas da Figura 01.

A Figura 6 mostra os sinais dq^{+1} nos eixos do referencial de sequência positiva do algoritmo. Da mesma forma, os sinais dq^{-1} no referencial de sequência negativa são mostrados na Figura 7. Como está controlando a posição do referencial dq^{+1} , somente o sinal q^{+1} na saída é forçado a ser zero. Ambos os sinais d^{-1} e q^{-1} na saída, podem assumir qualquer valor arbitrário, dependendo da posição angular relativa entre os vetores de tensão de sequência positiva e negativa.

As Figuras 6 e 7 mostram como o algoritmo desacopla perfeitamente os componentes de tensão de sequência positiva e negativa, obtendo sinais que tendem a serem livres de oscilações, que descrevem a amplitude dos vetores de tensão aplicados à sua entrada.

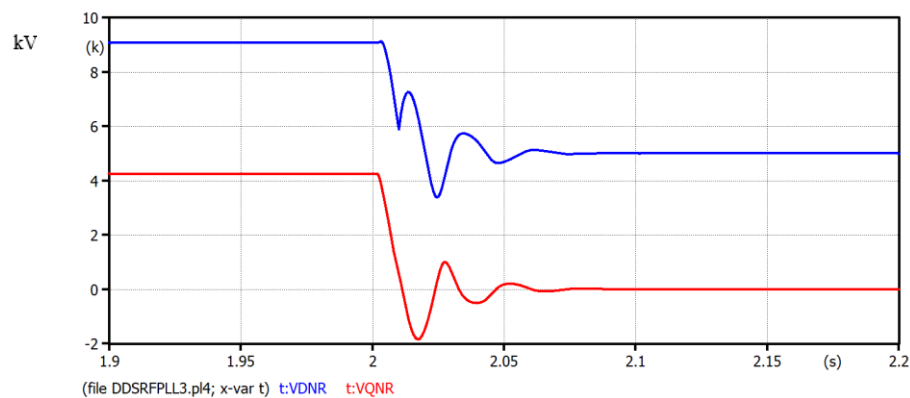


Figura 6. Componentes V_d^+ (VDNR) e V_q^+ (VQNR) do DDSRF-PLL (autoria própria).

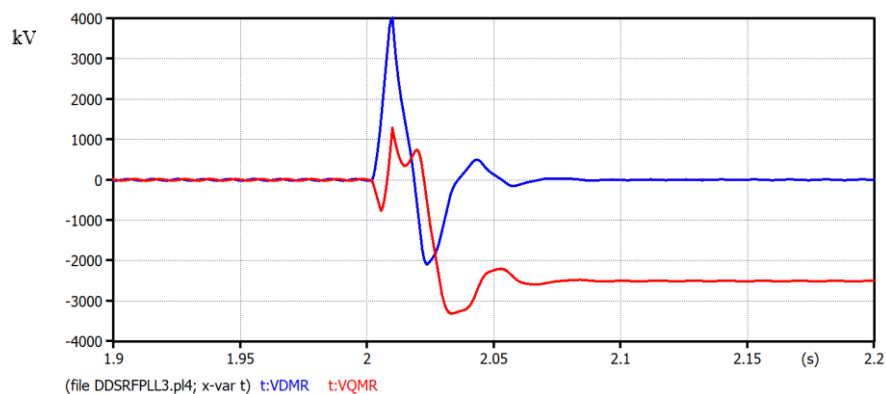


Figura 7. Componentes V_d^- (VDMR) e V_q^- (VQMR) do DDSRF-PLL (autoria própria).

Verifica-se que V_q^+ converge de maneira estável, evidenciando uma superioridade notável tanto no tempo de estabilização quanto na extração do ângulo de fase. Essa estabilidade viabiliza a reconstrução fiel das tensões trifásicas originais a partir da Transformada Inversa de Park.

A figura 8 apresenta as tensões trifásicas de sequência positiva (VAN, VBN e VCN) reconstruídas na saída do algoritmo. Foi avaliada que, após a perturbação aplicada em $t=2,01$ s, as tensões inicialmente sofrem um pequeno desvio em amplitude e fase, mas tendem rapidamente à estabilização, adquirindo forma senoidal equilibrada e defasagem típica de sistemas trifásicos balanceados. No entanto, nota-se que o processo de estabilização não é instantâneo: há oscilações transitórias significativas logo após a perturbação.

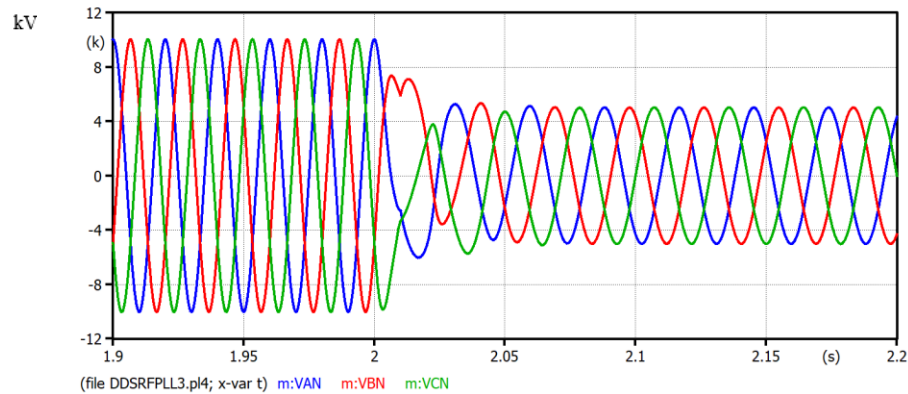


Figura 8. Tensão de saída positiva do DDSRF-PLL (autoria própria).

A figura 9 mostra a resposta das tensões trifásicas de sequência negativa na saída do DDSRF-PLL após a aplicação de um desequilíbrio por volta de $t = 2.01$ s. Antes dessa perturbação, as três fases (azul - VAM, vermelho - VBM, e verde - VCM) mantêm valores muito baixos, próximos de zero, como esperado em uma rede equilibrada. Após o desequilíbrio, nota-se um transiente significativo, com oscilações de alta amplitude, seguido por uma estabilização em sinais senoidais. Embora consiga identificar a presença da componente de sequência negativa, o tempo de estabilização e a magnitude dos transitórios indicam que o sistema ainda é sensível a variações abruptas, e não elimina completamente os efeitos dinâmicos causados por desequilíbrios.

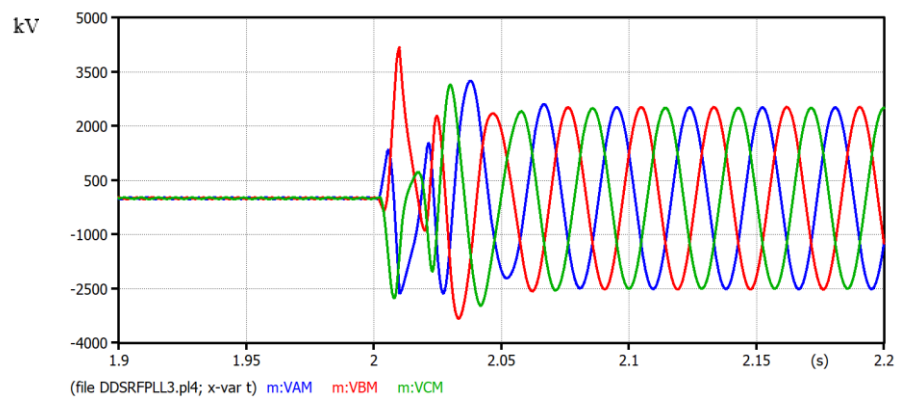


Figura 9. Tensão de saída negativa do DDSRF-PLL (autoria própria).

3.3. Análise do tempo de acomodação

O DDSRF-PLL consegue travar no novo ângulo de fase após um período transitório, o qual corresponde aproximadamente ao tempo de acomodação calculado pela equação (1) em [1]. Neste estudo de caso, a frequência fundamental da rede é 314,1 rad/s. Portanto, a frequência de corte do filtro passa-baixa foi ajustada para 222,1 rad/s e os parâmetros do controlador PI foram definidos como:

$$t_s \approx \frac{4,6}{\xi * \omega_n}, \quad (1)$$

Onde

$t_s = 40$ ms - Tempo de acomodação

$\omega_n = \sqrt{K_i}$ - Inércia dinâmica

$\xi = 0,707$ - Fator de amortecimento

$K_p = 222,1$ - Ganho proporcional

$K_i = 24,677 \times 10^3$ - Ganho Integral

Isso resulta em um tempo de acomodação de aproximadamente 40 ms, conforme as diretrizes apresentadas em [1]. Esse tempo de acomodação, aproximadamente 40 ms, pode ser claramente observado na Figura 10 que apresenta um salto de frequência de 50 Hz, aproximadamente 314,15 rad/s, para 35 Hz, aproximadamente 219,91 rad/s. Desta figura, vale destacar a grande amplitude da oscilação transitória na frequência detectada, como consequência do salto de frequência.

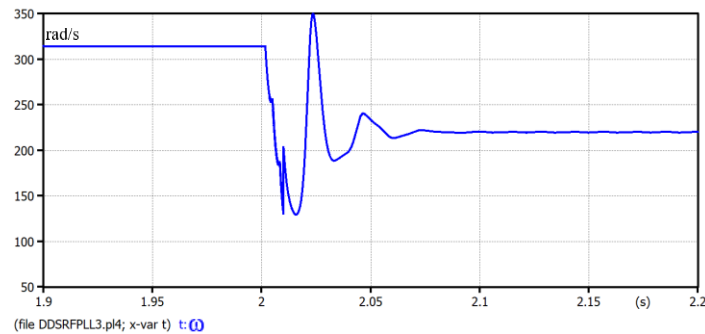


Figura 10. Resposta ao salto de frequência do DDSRF-PLL (autoria própria).

A existência de oscilações significativas na frequência detectada pode ser considerada uma desvantagem do DDSRF-PLL em determinadas aplicações, especialmente em casos de variações bruscas de fase. O SRF-PLL demonstrou falha severa de rastreamento: a frequência estimada (Figura 11) não convergiu para o novo valor da rede (35Hz ou 219,91 rad/s), mantendo um erro oscilatório crítico e persistente em regime permanente, com picos máximos atingindo aproximadamente 340 rad/s e vales próximos a 70 rad/s. Essa variação de amplitude superior a 250 rad/s no estado estacionário inviabiliza qualquer malha de controle vetorial acoplada ao sistema. Em contrapartida, o DDSRF-PLL comprovou sua robustez quantitativa (Figura 10). Apesar de registrar um sobressalto transitório inicial de amplitude semelhante ao SRF-PLL (atingindo um pico de aproximadamente 350 rad/s no instante do chaveamento), o algoritmo foi capaz de mitigar a oscilação cruzada induzida pela sequência negativa. O sistema estabilizou a leitura e convergiu exata e suavemente para a nova frequência fundamental da rede (219,91 rad/s) com um tempo de acomodação de apenas 40 ms. Conclui-se, através destes dados, que a rede de desacoplamento garante um rastreamento com erro estático próximo de 0% em regime permanente, contrastando com a instabilidade perpétua da malha de referencial único sob as mesmas condições assimétricas.

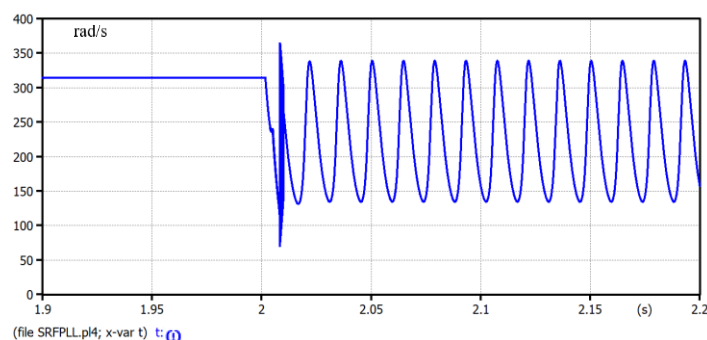


Figura 11. Resposta ao salto de frequência do SRF-PLL (autoria própria).

4. CONCLUSÃO

A partir das simulações realizadas no ATPDraw, foi possível comparar de forma clara o desempenho dos algoritmos sob diferentes condições da rede elétrica, incluindo situações de desequilíbrio de tensão e de ângulo de fase.

Os resultados mostraram que o SRF-PLL, embora eficiente em condições equilibradas, apresenta limitações sob desequilíbrios, como oscilações em V_q e erro em regime permanente. O DDSRF-PLL, por sua vez, demonstrou desempenho superior, separando com mais precisão as componentes de sequência e apresentando uma resposta mais robusta.

Apesar disso, o DDSRF-PLL não é isento de limitações. O tempo de estabilização pode ser elevado conforme a severidade do distúrbio, e o processo de desacoplamento pode introduzir defasagens e oscilações residuais. Além disso, o desempenho depende de ajustes criteriosos dos parâmetros de controle e da rede de desacoplamento, o que pode ser desafiador em condições operacionais variadas. Assim, este algoritmo é indicado para aplicações que exigem alta precisão sob desequilíbrios, como redes com geração distribuída e controladores de conversores trifásicos. Porém, seu uso exige cautela e maior capacidade computacional. Em contextos onde a frequência da rede é a variável mais crítica, métodos baseados diretamente em sua detecção podem ser mais simples e eficazes.

REFERÊNCIAS

- [1] Teodorescu, R.; Liserre, M.; Rodríguez, P. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems, 1st ed.*; John Wiley & Sons: Hoboken, 2011.
- [2] Achlerkar, P.D.; Leelarui, R.; Mohan, N.; Mohanpurkar, M. *New Perspectives on Stability of Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL*. *IEEE Trans. Power Electron.* 2021, **37**, 285–302. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2021.3099162>.
- [3] Sevilmiş, F.; Karaca, H. *Performance analysis of SRF-PLL and DDSRF-PLL algorithms for grid interactive inverters*. *International Advanced Researches and Engineering Journal*. 2019, **3(2)**, 116–122. <https://doi.org/10.35860/IAREJ.412250>.
- [4] Kalaivani, C.; Sudha, G.; Ashok, V. *Grid Integration of Three-phase Inverter using Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL*. *Em Anais do 2019 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC), Chennai, Índia, 27–28 Março 2019; IEEE: Chennai, Índia, 2019; pp. 221–226*. <https://doi.org/10.1109/ICCPEIC45300.2019.9082386>.
- [5] Rodríguez, P.; Pou, J.; Bergas, J.; Candela, J. I.; Burgos, R. P.; Boroyevich, D. *Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL for Power Converters Control*. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2007, **22(2)**, 584–592. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2006.890000>
- [6] Nouralinejad, A.; Hosseini, S.H.; Abedi, M. *Improving the Decoupled Double SRF PLL for Grid Connected Power Converters*. *Em Anais do The 5th Annual International Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference (PEDSTC 2014), Tehran, Irã, 5–6 Fevereiro 2014; IEEE: Tehran, Irã, 2014; pp. 347–352*. <https://doi.org/10.1109/PEDSTC.2014.6799398>.
- [7] Rodríguez, P.; Luna, A.; Muñoz-Aguilar, R.S.; Teodorescu, R.; Blaabjerg, F.; Candela, J.I.; Burgos, R.P.; Boroyevich, D. *A Stationary Reference Frame Grid Synchronization System for Three-Phase Grid-Connected Power Converters Under Adverse Grid Conditions*. *IEEE Trans. Power Electron.* 2012, **27(1)**, 99–112. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2011.2159242>.
- [8] Kunpara, A.; Kamat, V.N. *A Comparative Study of Grid Synchronization Techniques SRF-PLL and DSRF-PLL Under Unbalanced Grid Voltage Condition*. In: *Advances in Smart Grid and Renewable Energy*; Springer: Singapore, 2020. https://doi.org/10.1007/978-981-15-0206-4_15.
- [9] Sevilmiş, F.; Karaca, H. *Performance Analysis of SRF-PLL and DDSRF-PLL Algorithms for Grid Interactive Inverters*. *Int. Adv. Res. Eng. J.* 2019, **3**, 1–10. <https://doi.org/10.35860/IAREJ.412250>.
- [10] Mennai, N.; Soufi, Y.; Medoued, A.; Falch, A. *Grid Synchronization Techniques Analysis of DG Systems Under Grid Fault Conditions*. In: *Proc. Int. Multi-Conf. Systems, Signals & Devices (SSD)*; 2022. <https://doi.org/10.1109/SSD54932.2022.9955866>.



Artigo

Planejamento estático da expansão de redes de transmissão usando PSO quântico com atrator gaussiano

João Ricardo Paes de Barros ¹

¹ jrpb64@gmail.com

Recebido: 27/03/2026;

Aceito: 07/07/2026;

Publicado: 15/07/2026;

Resumo: O planejamento da expansão de redes de transmissão (PERT) é fundamental para o bom funcionamento de um sistema elétrico de potência. Trata-se de um problema altamente complexo, caracterizado por sua natureza mista inteira, não linear e não convexa. Nesse contexto, técnicas metaheurísticas se destacam por produzir soluções (alternativas de expansão) ótimas ou próximas das ótimas para problemas combinatórios dessa natureza. Nos últimos anos, o algoritmo *Particle Swarm Optimization* - PSO tem ganhado crescente atenção em diversos campos de estudo. Considerando esse cenário, este artigo propõe a aplicação do algoritmo QPSO (*Quantum PSO*), com atrator gaussiano (*Gaussian QPSO* - GQPSO), como método de formulação de soluções para o PERT estático (PESTE). A rede elétrica é modelada por um fluxo de carga em corrente contínua (DC) e desconsidera as perdas ativas nos circuitos. A performance do otimizador proposto foi validado através de simulações de dois sistemas amplamente conhecidos na literatura: o sistema IEEE (24 barras/41 ramos) e o sistema equivalente Sul do Brasil (46 barras/79 ramos). Os resultados alcançados demonstram a viabilidade e a eficiência da técnica apresentada, oferecendo novos insights para o aperfeiçoamento do PSO.

Palavras-chave: sistemas elétricos de potência; planejamento da expansão de sistemas de transmissão; otimização por enxame de partículas; PSO quântico; fluxo de potência DC.

Static transmission network expansion planning using quantum PSO with gaussian attractor

Abstract: Transmission network expansion planning (TNEP) is essential for the proper functioning of an electric power system. This is a highly complex problem, characterized by its mixed-integer, nonlinear, and non-convex nature. In this context, meta-heuristic techniques stand out for producing optimal or near-optimal solutions (expansion alternatives) for combinatorial problems of this nature. In recent years, the Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm has gained increasing attention in various fields of study. Given this scenario, this article proposes the application of the QPSO (Quantum PSO) algorithm, with a Gaussian attractor (Gaussian QPSO—GQPSO), as a method for formulating solutions for static TNEP (sTNEP). The power grid is modeled by a direct current (DC) load flow and disregards active losses in the circuits. The performance of the proposed optimizer was validated through simulations of two systems widely known in the literature: the IEEE system (24 buses/41 branches) and the equivalent Southern Brazil system (46 buses/79 branches). The results achieved demonstrate the feasibility and efficiency of the presented technique, offering new insights for the improvement of PSO.

Keywords: electric power system; transmission expansion planning; particle swarm optimization; quantum PSO; DC power flow.

1. INTRODUÇÃO

1.1. Modalidade de planejamento, representação da rede e critério de adição de circuitos

A modalidade de planejamento da expansão da rede de transmissão considerada neste trabalho é a conhecida na bibliografia especializada [1, 2] como planejamento estático (PERTe). Isto significa que os circuitos são integrados à rede ao término do período analisado.

No que diz respeito à representação da rede, optou-se pelo modelo DC [3], amplamente em pregado em modelos de otimização de PERTe [4] e considerado o mais próximo do modelo de corrente alternada (CA). Este modelo possibilita o cálculo dos fluxos de potência ativa nos circuitos de maneira simples, ágil e comum a precisão adequada para o horizonte de longo prazo [5].

Com relação ao critério para adição dos circuitos na rede, optou-se pelo critério determinístico N-0, usado em [8,9]. Este critério de dimensionamento não garante o atendimento à demanda em contingência simples.

1.2. Característica do PERTe

O problema do PERTe, mesmo quando representado pelo modelo DC, configura-se como um problema de programação não linear, não convexo e de natureza inteira mista [6,7], muito difícil de ser resolvido, principalmente quando a rede de transmissão tem muitas barras (conectadas e isoladas) e muitos circuitos (existentes e candidatos).

Como existem muitas possibilidades de adições de circuitos no problema do PERTe, os tempos computacionais gastos pelos algoritmos para encontrar a combinação de custo mínimo [10] é um motivo de preocupação.

Além da questão relacionada à explosão combinatória, o problema do PERTe possui diversas alternativas subótimas [11], o que amplifica bastante o risco de os algoritmos não alcançarem a alternativa de custo mínimo global em um tempo computacional razoável. Portanto, é importante concentrar esforços na criação de algoritmos que sejam rápidos e eficazes, sobretudo para resolver também problemas de PERTe de sistemas de grandes dimensões.

Atualmente, existe uma variedade muito grande de algoritmos propostos para solucionar problemas de PERTe, cuja literatura técnica estão classificados em três grandes categorias: a) otimização clássica, como os algoritmos branch-and-bound [8, 12, 14], e os baseados em decomposição de Benders [15, 17], b) os algoritmos heurísticos construtivos [18, 20], e c) os algoritmos metaheurísticos [21-23].

1.3. Aplicação do PSO ao PERTe

Neste trabalho, optamos pelo uso de um algoritmo metaheurístico, tendo em vista que ele, frequentemente, encontra a alternativa de mínimo custo ou alternativas de alta qualidade, mesmo quando aplicados em redes elétricas de grande dimensão, com tempo computacional aceitável [11, 22].

Um dos algoritmos metaheurísticos que tem sido largamente utilizado para resolver problemas ligados a sistemas elétricos [24], por conta da sua eficiência e flexibilidade, é o algoritmo PSO, desenvolvido por [25]. Este algoritmo pertence a família de inteligência de enxames, e é reconhecido por sua eficácia em solucionar problemas de otimização não-linear de grande escala.

Ao longo dos anos, diversas variantes do PSO foram elaboradas e publicadas [26-66] para solucionar problemas relacionados ao PERTe e ao PERTd. A Tabela 1 descreve os sistemas utilizados nas referências e a Tabela 2 indica os anos das pesquisas, os tipos de planejamentos, os modelos de fluxos de potência - FP (FPcc ou FPca) utilizados, os critérios de confiabilidade (N-0 ou N-1) e os sistemas utilizados em cada pesquisa.

Tabela 1: Descrição dos sistemas testados (Autoria própria)

Nomenclatura	Descrição
JSPC-13/19	Sistema Província de Jiang Su da China - 13 barras/19 ramos
G-6/15	Sistema Garver - 6 barras/15 ramos
SSEC-18/27	Sistema Sudeste da China - 18 barras/27 ramos
IEEE-24/41	Sistema IEEE - 24 barras/41 ramos
ST1-18/32	Sistema Típico 1 - 18 barras/32 ramos
SRA-18/18	Sistema Regional do Azerbaijão - 18 barras/58 ramos
SLI-61/72	Sistema Leste da Iugoslávia - 61 barras/72 ramos
SSB-46/79	Sistema Sul do Brasil - 46 barras/79 ramos
ST2-25/25	Sistema Típico 2 - 25 barras/25 ramos
SSEB-79/143	Sistema Sudeste do Brasil - 79 barras/143 ramos
IEEEm-24/41	Sistema IEEE Modificado - 24 barras/41 ramos
SE-71/124	Sistema Egípcio - 71 barras/124 ramos
IEEE-30/41	Sistema IEEE - 30 barras/41 ramos
IEEE-14/20	Sistema IEEE - 14 barras/20 ramos
SOSR-97/126	Parte do Sistema Ocidental e Sudoeste Romano

;;;

Tabela 2: Sistemas testados com o PSO e variantes [26-66] (Autoria própria)

Ano, Ref.	Tipo de PET	FP	Critério	Nomenclatura dos Sistemas
2005 [26]	PERTe	FPcc	N-0	JSPC -13/19
2006 [27]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15 e SSEC-18/27
2006 [28]	PERTe	FPca	N-0	SG-6/15 e ST1-18/32
2007 [29]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15 e SSEC-18/27
2009 [30]	PERTe	FPcc	N-1	IEEE-24/41
2009 [31]	PERTe	FPcc	N-0	SRA-18/58
2010 [32]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15 e SRA-18/58
2010 [33]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15
2010 [34]	PERTe	FPcc	N-0	SLI-61/72
2010 [35]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15 e SRA-18/58
2010 [36]	PERTe	FPcc	N-0	SRA-18/58
2011 [37]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15 e IEEE-24/41
2011 [38]	PERTd	FPcc	N-0	SG-6/15 e IEEE-24/41
2011 [39]	PERTe	FPcc	N-1	IEEE-24/41
2012 [40]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15 e IEEE-24/41
2012 [41]	PERTe	FPcc	N-1	SG-6/15 e SRA-18/58
2012 [42]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15, IEEE-24/41 e SSB-46/79
2012 [43]	PERTd	FPcc	N-1	SG-6/15 e IEEE-24/41
2012 [44]	PERTd	FPcc	N-1	SG-6/15 e IEEE-24/41
2013 [45]	PERTe	FPcc	N-0	IEEE-24/41 e ST2-25/25
2013 [46]	PERTe	FPca	N-0	SSEC-18/27
2013 [47]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15
2013 [48]	PERTd	FPcc	N-0	SG-6/15 e IEEE-24/41
2013 [49]	PERTd	FPcc	N-1	SG-6/15 e IEEE-24/41
2014 [50]	PERTe	FPca	N-0	SOSR-97/126
2014 [51]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15, SSB-46/79 e SSEB-79/143
2014 [52]	PERTd	FPcc	N-1	SG-6/15 e IEEE-24/41
2014 [53]	PERTe	FPca	N-0	IEEE-24/41
2014 [54]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15 e SSB-46/79
2014 [55]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15, IEEE-24/41 e SSB-46/79
2015 [56]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15 e SSB-46/79
2016 [57]	PERTe	FPca	N-0	SG-6/15
2016 [58]	PERTd	FPca	N-0	IEEE-24/41
2017 [59]	PERTe	FPcc	N-1	SG-6/15
2017 [60]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15 e SE-71/124
2018 [61]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15
2019 [62]	PERTe	FPca	N-0	IEEE-30/41
2020 [63]	PERTd	FPcc	N-1	SG-6/15 e IEEE-24/41
2023 [64]	PERTe	FPcc	N-0	SG-6/15, IEEE-14/20 e IEEE-24/41
2023 [65]	PERTe	FPca	N-0	SG-6/15
2025 [66]	PERTd	FPca	N-0	SG-6/15

1.4. Algoritmos QPSO e GQPSO

Nos trabalhos [67,68] o PSO com comportamento quântico das partículas, denominado de algoritmo QPSO, foi utilizado para obter as soluções ótimas de várias funções contínuas de referências, na calibração dos parâmetros de um regulador de velocidade e de um estabilizador de um sistema real. Como as soluções alcançadas em ambas as pesquisas foram consideradas robustas, os autores chegaram à conclusão de que o QPSO apresenta benefícios em relação ao PSO tradicional.

Com o objetivo de aprimorar a eficiência do algoritmo QPSO, o artigo [69] introduziu um mecanismo de mutação, baseado em uma distribuição de probabilidade gaussiana, originando um novo algoritmo de otimização denominado de GQPSO. Este algoritmo foi testado na otimização da configuração de um solenoide de Loney, sendo a solução encontrada considerada satisfatória.

Na pesquisa [70], o algoritmo GQPSO foi testado com três modalidades de mutação, visando resolver dois problemas de otimização contínua com restrições. Os resultados evidenciaram melhoria no desempenho do QPSO, ao evitar a convergência prematura para soluções subótimas.

1.5. Algoritmo proposto (PERTe-GQPSO)

Em virtude dos bons resultados do algoritmo GQPSO e por ainda não ter sido utilizado na resolução de problemas de PERT, este trabalho preserva a estrutura baseada no Algoritmo Genético de Chu-Beasley (AGCB), utilizada em

[21], e propõe um novo algoritmo de otimização, denominado de PERTe-GQPSO. Nele, as alternativas candidatas são geradas pelo algoritmo GQPSO, e não pelo algoritmo genético (AG).

Além disso, o algoritmo PERTe-GQPSO utiliza uma etapa adicional, na qual um operador de intensificação de busca local é aplicado à alternativa de menor custo global. Em [71, 72], a estrutura do AGCB foi mesclada com o algoritmo dos morcegos (BA) [73], para gerar as alternativas candidatas, e foram obtidos resultados bastantes robustos.

A eficácia do otimizador PERTe-GQPSO foi demonstrada utilizando os sistemas IEEE-24/41 e SSB-46/79. As alternativas de menor custo obtidas foram comparadas com resultados de métodos exatos e aproximados, divulgados na literatura técnica especializada.

1.6. Organização do Artigo

As seções subsequentes estão dispostas da forma a seguir: a seção II apresenta a formulação matemática do problema e as características relacionadas ao problema do PERTe. A seção III introduz os conceitos fundamentais do PSO e as equações que determinam o movimento das partículas. Na sequência, a seção IV descreve os fundamentos do algoritmo QPSO e as equações que regulam os movimentos das partículas. A seção V apresenta os fundamentos do algoritmo GQPSO e as equações que determinam os movimentos das partículas. A seção VI detalha a estrutura e o funcionamento do algoritmo proposto (PERTe-GQPSO). A seção VII apresenta as topologias dos sistemas utilizados na validação do algoritmo proposto bem como os resultados obtidos. Por fim, na seção VIII, são apresentadas as principais conclusões do trabalho.

2. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PERTe

2.1. Nomenclatura usada no modelo do PERTe

NL :	Conjunto de circuitos candidatos	θ_i :	Ângulo de fase da tensão da barra “i”
NB :	Conjunto de barras com cortes de carga	γ_{ij} :	Susceptância do circuito adicionado no ramo “ij”
n_{ij} :	Número de circuitos adicionados no ramo “ij”	S :	Matriz de incidência barra-ramo
n_{ij}^0 :	Número de circuitos existentes no ramo “ij”	f :	Vetor cujos elementos são f_{ij}
$\bar{n}_{ij}$:	Número máximo de circuitos no ramo “ij”	g :	Vetor de potências ativas de geração
c_{ij} :	Custo de cada circuito adicionado no ramo “ij”	$\bar{g}$:	Vetor de potências máximas de geração
f_{ij} :	Fluxo de potência no ramo “ij”	d :	Vetor de cargas ativas
$\bar{f}_{ij}$:	Fluxo máximo no ramo “ij”	r :	Vetor de cortes de carga (geração fictícia)

2.2. Objetivo do PERTe

Neste trabalho, busca-se reduzir ao máximo o custo dos circuitos incorporados à rede inicial, assegurando que ela seja capaz de suprir a demanda futura. Além disso, busca-se assegurar um nível de confiabilidade previamente estabelecido, evitando sobrecargas nos circuitos.

Neste estudo, procura-se reduzir ao máximo o custo dos circuitos integrados à rede inicial, garantindo que ela seja capaz de suprir a demanda projetada para o ano de análise.

Os circuitos são adicionados de uma só vez no ano horizonte de análise, sendo apenas necessário determinar em quais ramos eles devem ser adicionados e a quantidade. É, portanto, um problema de otimização não linear com restrições de igualdade e desigualdade.

1) Função Objetivo (Função Custo)

Para atingir o objetivo do PERTe, sem considerar as perdas ativas nos circuitos, a função objetivo minimiza o somatório dos custos dos circuitos adicionados (1) tal como em [21].

$$\text{Min } v(n_{ij}) = \sum_{i=1}^{NB} \sum_{j=1}^{NB} c_{ij} \cdot n_{ij} \quad (1)$$

2) Restrições de igualdade

No modelo utilizado neste estudo, são consideradas duas restrições de igualdade [21]. A primeira, uma restrição linear (2), cumpri a primeira lei de Kirchhoff (lei das correntes). A segunda, uma restrição não-linear (3), satisfaz a segunda lei Kirchhoff (lei das tensões ou lei das malhas) aplicada ao equivalente DC da rede.

$$S^T f + g + r = d \quad (2)$$

$$f_{ij} = \gamma_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot (\theta_i - \theta_j) \quad (3)$$

$$f_{ij}, \theta_i - \text{irrestritos}$$

3) Restrições de desigualdade

O modelo considera três restrições de desigualdade. A primeira, representada pela equação (4), estabelece os limites máximos de carregamentos para os circuitos existentes e adicionados. A segunda, indicada por (5), define os

limites inferiores e superiores para as potências ativas geradas nas barras do sistema. Por fim, a terceira, expressa como (6), determina o número máximo de circuitos permitidos em cada ramo.

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot \bar{f}_{ij} \quad (4)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (5)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad (6)$$

$$n_{ij} - \text{inteiros}$$

4) Função fitness (Função adaptação)

A avaliação da qualidade de cada alternativa de expansão é feita por uma a função $-fit(n_{ij})$, composta de duas funções (7), que são utilizadas com objetivos diferentes pelo otimizador PERTe-GQPSO, tal como em [21].

$$\text{Min } fit(n_{ij}) = v(n_{ij}) + w(r_k) \quad (7)$$

A função de penalidade $-w(r_k)$, tem como objetivo avaliar se as alternativas produzidas pelo algoritmo GQPSO são viáveis (sem cortes de carga) ou inviáveis (com cortes de carga). Em outras palavras, ela busca identificar o conjunto de circuitos $\{n_{ij}^{GQPSO}\}$ que garantam a ausência de cortes de carga no sistema.

Os valores $dew(r_k)$ são obtidos por meio da solução do problema de operação representado pelas equações (8) a (13) [21]. Para alternativas viáveis, tem-se que $\{n_{ij}^{GQPSO} = 0\}$ e, consequentemente, $w(r_k) = 0$. O otimizador proposto (PERTe-GQPSO), contém um módulo que calcula, a cada iteração, os valores de $w(r_k)$.

$$\text{Min } w(r_k) = \sum_{k=1}^{NB} r_k \quad (8)$$

Sujeito a:

$$S^T f + g + r = d \quad (9)$$

$$f_{ij} = \gamma_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}^{GQPSO}) \cdot (\theta_i - \theta_j) \quad (10)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}^{GQPSO}) \cdot \bar{f}_{ij} \quad (11)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (12)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (13)$$

$$f_{ij}, \theta_i - \text{irrestritos}$$

3. BREVE DESCRIÇÃO DO ALGORITMO PSO

O PSO, criado por Eberhart (engenheiro eletricista) e Kennedy (psicólogo) [25], foi desenvolvido com base no trabalho do biólogo Frank Heppner. Ele estudou o comportamento de um grupo de aves em busca de alimento ou de um lugar para construir ninhos e observou que, quando uma ave encontra alimento, as demais começam a localizá-lo com mais rapidez. O cardume de peixes apresenta o mesmo comportamento.



a) Bando de aves(br.freepik.com)



b) Cardume de peixes(www.freepik.com)

FIGURA 1: Tipos de enxames de partículas

Segundo [25], o PSO é um algoritmo de otimização estocástico baseado no comportamento coletivo observado em aves e peixes. O grupo (bando ou cardume) é guiado tanto pela experiência de cada partícula (ave ou peixe) quanto pela experiência coletiva, o que permite que os indivíduos alcancem suas metas. Sua maior deficiência é a não garantia da convergência para a solução ótima global.

3.1. Nomenclatura usada no algoritmo PSO

D – Dimensão de cada partícula. É equivalente a dimensão do problema em análise.

Np – Quantidade de partículas do enxame (população).

$i = 1, 2, \dots, Np$ – Cada partícula do enxame.

$d = 1, 2, \dots, D$ – Cada componente da partícula i .

$X_i^t = [X_{i1}^t, X_{i2}^t, \dots, X_{id}^t, \dots, X_{iD}^t]^T$ - Vetor de posição da partícula i na iteração t .

X_i^{t+1} – Vetor da posição da partícula i na iteração $t + 1$. Possui a mesma dimensão que X_i^t .

$V_i^t = [V_{i1}^t, V_{i2}^t, \dots, V_{id}^t, \dots, V_{iD}^t]^T$ - Vetor velocidade da partícula i , na iteração t . Possui a mesma dimensão que X_i^t .

V_i^{t+1} – Vetor de velocidade da partícula i na iteração $t + 1$. Possui a mesma dimensão que V_i^t .

$Pbest_i^t = \{Pbest_i^t, \dots, Pbest_d^t, \dots, Pbest_D^t\}$ – Vetor de dimensão igual ao vetor X_i^t . Representa a melhor posição descoberta pela partícula i , na iteração t .

$Gbest^t = \{Gbest^t, \dots, Gbest_d^t, \dots, Gbest_D^t\}$ – Vetor de dimensão igual ao vetor X_i^t . Representa a posição ótima do enxame na iteração t . Como $Gbest^t$ é obtido através da avaliação de todos os vetores X_i^t , só haverá um vetor $Gbest^t$ para todo o enxame. Ele representa a partícula líder do enxame.

w – Fator de inércia. Desempenha o papel de equilibrar a busca global e a busca local.

c_1 – Coeficiente de cognição individual. Regula o impacto da melhor posição alcançada por cada partícula na posição da partícula.

c_2 – Coeficiente de cognição coletiva. Controla o impacto da posição ótima global na posição de uma partícula.

$R_1 \sim U(0,1)$ e $R_2 \sim U(0,1)$ – Números aleatórios uniformemente distribuídos no intervalo $[0, 1]$.

3.2. Posicionamentos e velocidades das partículas do PSO

No PSO, cada partícula representa uma solução candidata. Cada partícula se move no espaço de busca, orientada tanto pela melhor posição que já visitou, representada por $Pbest_i^t$, quanto pela melhor posição visitada pelo enxame, representada por $Gbest^t$. Conforme [25], a equação (14) é empregada para atualizar a posição de cada partícula.

$$V_i^{t+1} = w^t \cdot V_i^t + c_1 \cdot R_1 (Pbest_i^t - X_i^t) + c_2 \cdot R_2 (Gbest^t - X_i^t) \quad (14)$$

Conforme mencionado em [25], o fator de inércia pode ser representado por uma constante positiva ou por uma função que varia de forma linear ou não linear, decrescendo positivamente ao longo do tempo. Se $0.8 < w < 1.2$, o PSO tende a apresentar uma maior probabilidade de alcançar a solução ótima global, embora isso exija um número maior de iterações.

O primeiro vetor da equação (14) projeta a partícula na mesma direção de seu movimento atual. O segundo vetor, relacionado à memória, puxa a partícula para a melhor posição que ela atingiu. O terceiro vetor, por sua vez, direciona a partícula para a melhor posição identificada pelo enxame.

Depois de calcular a velocidade, cada partícula é movida para uma nova posição. Esse deslocamento é realizado por meio de uma operação simples, na qual a velocidade atual é adicionada à sua posição anterior, conforme ilustrado na equação (15).

$$X_i^{t+1} = X_i^t + V_i^{t+1} \quad (15)$$

Pesquisas acerca das trajetórias das partículas, registradas em [75], indicaram que, para que o PSO garanta a convergência, é necessário que cada partícula se dirija para uma posição no espaço de busca, chamada ponto de atração local (P_i^t), cujas coordenadas são definidas pela equação (16).

$$P_i^t = (c_1 \cdot Pbest_i^t + c_2 \cdot Gbest^t) / (c_1 \cdot R_1 + c_2 \cdot R_2) \quad (16)$$

3.3. Ilustração geométrica dos vetores do modelo PSO

A Figura 2 ilustra o deslocamento de uma partícula i , que se encontrava na posição X_i^t , para a nova posição X_i^{t+1} , fazendo uso dos vetores de velocidades V_i^t .

O termo $w^t \cdot V_i^t$ representa a componente de inércia; o termo $c_1 \cdot R_1 (Pbest_i^t - X_i^t)$ representa a experiência obtida pela partícula i na iteração t , e é denominado de componente cognitiva; o termo $c_2 \cdot R_2 (Gbest^t - X_i^t)$ representa a experiência obtida pelo enxame até o momento atual, e é denominado de componente social.

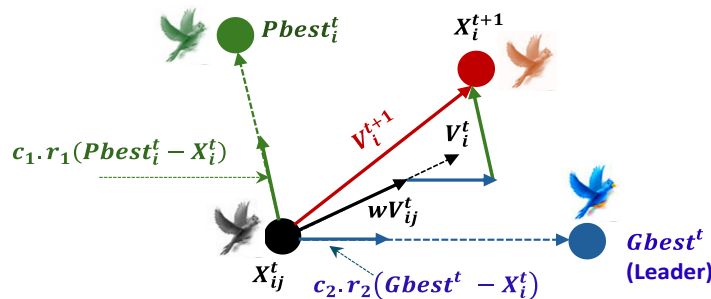


FIGURA 2: Representação vetorial da velocidade e da posição de uma partícula (Autoria própria)

3.4. Fluxograma Simplificado do Algoritmo PSO

As etapas executadas pelo algoritmo PSO estão indicadas no fluxograma simplificado da Figura 3. A primeira etapa consiste em gerar partículas para formar um "enxame" e determinar as suas respectivas posições. A segunda etapa consiste em atribuir valores aleatórios aos vetores de posições (X_i^t) e velocidades (V_i^t). O algoritmo atualiza, R4EM, v. 8, n. 1, p.11-29 2026.

iterativamente, os vetores de velocidade (V_i^{t+1}) e posição (X_i^{t+1}), até que o critério de parada definido seja alcançado.

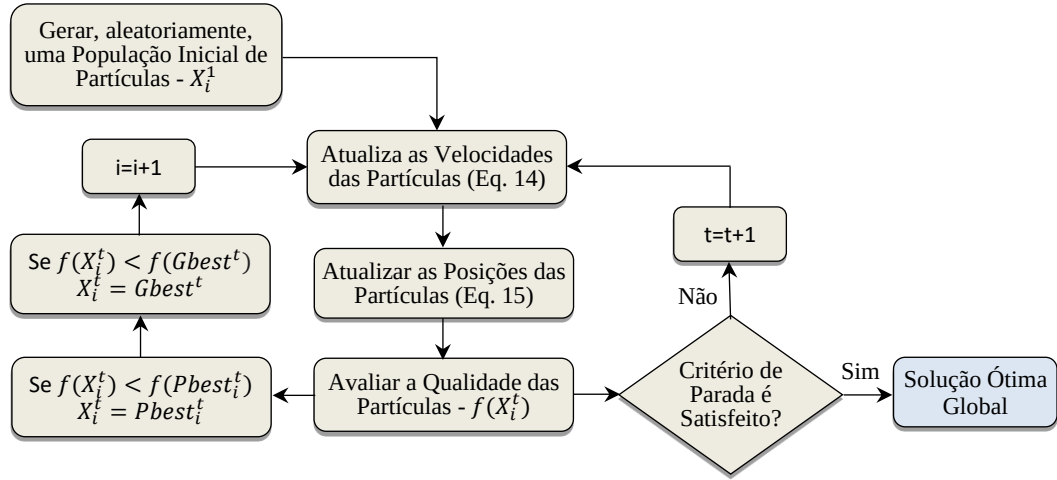


FIGURA 3: Fluxograma simplificado do algoritmo PSO (Adaptado de [76])

4. BREVE DESCRIÇÃO DO ALGORITMO PSO QUÂNTICO - QPSO

Com o intuito de melhorar a performance do PSO, os autores em [77], introduziram o conceito de partícula quântica no PSO, propondo um novo algoritmo de otimização com características quânticas, denominado de QPSO. Os resultados da pesquisa mostraram que o desempenho do QPSO superou o desempenho do PSO em várias funções de referência, concluindo que o novo algoritmo é promissor.

4.1. Dinâmica do algoritmo QPSO

Ao contrário do PSO, em que a posição (X_i^t) e a velocidade (V_i^t) estabelecem o estado de cada partícula, no QPSO o estado é estabelecido por uma função onda $\psi(X_i^t)$, regida pela equação de *Schrödinger* [78]. Essa mudança leva o comportamento dinâmico do QPSO a se afastar do comportamento exibido pelo PSO [77, 79].

Segundo [80, 81], a resolução da equação de *Schrödinger* resulta em uma função densidade de probabilidade, representada pela equação (17), onde L_i^t é o desvio padrão de uma distribuição exponencial dupla.

$$\psi(X_i^{t+1}) = (1/L_i^t)^{1/2} \cdot e^{(-|X_i^{t+1}-p_i^t|)/L_i^t} \quad (17)$$

De acordo com [80, 81], a função densidade de probabilidade $Q(X_i^{t+1})$, associada à função de onda $\psi(X_i^{t+1})$, na iteração $t + 1$, é caracterizada por uma função distribuição exponencial dupla, expressa pela equação iterativa (18). Assim, a correspondente função de distribuição de probabilidade - $F(X_i^{t+1})$ é definida pela equação iterativa (19).

$$Q(X_i^{t+1}) = |\psi(X_i^{t+1})|^2 = (1/L_i^t) \cdot e^{(-2|X_i^{t+1}-p_i^t|)/L_i^t} \quad (18)$$

$$F(X_i^{t+1}) = 1 - (1/L_i^t) \cdot e^{(-2|X_i^{t+1}-p_i^t|)/L_i^t} \quad (19)$$

4.2. Posições das partículas no QPSO

Segundo [80, 81], usando o método de simulação Monte Carlo, a posição de cada partícula X_i^{t+1} , na iteração $t + 1$, é obtida pela equação (20), onde u^t é um número aleatório uniformemente distribuído no intervalo $[0, 1]$. O valor de L_i^t é calculado com base na distância entre a posição atual (X_i^t) da partícula e a posição média das partículas (C^t), conforme ilustrado a equação iterativa (21).

$$X_i^{t+1} = p_i^t \pm (L_i^t/2) \cdot \ln(1/u^t) \quad (20)$$

$$L_i^t = 2\alpha |C^t - X_i^t| \quad (21)$$

O valor de C^t , também denominado de $Mbest^t$ em [81], representa a posição média das partículas, sendo obtida pela média das melhores posições das partículas ($Pbest_i^t$), como mostra a equação (22), onde Np é o tamanho do enxame (população).

$$Mbest^t = \frac{1}{Np} \sum_{i=1}^{Np} Pbest_i^t \quad (22)$$

Substituindo (21) em (20), é obtida a equação (23) que permite calcular a posição atualizada (X_i^{t+1}) de cada partícula, em função da posição atual, da melhor posição média e do ponto atrator local (p_i^t) [77, 80-82]. A equação

iterativa (23) demonstra que a distância entre a posição atual de uma partícula (X_i^t) e a posição média ($Mbest^t$) exerce influência direta sobre a posição da partícula na iteração seguinte.

$$X_i^{t+1} = p_i^t \pm \alpha |Mbest^t - X_i^t| \cdot \ln(1/u^t) \quad (23)$$

O parâmetro α , em (21) e (23), denominado de coeficiente de contração-expansão (CE) [80, 81], atua como controlador da velocidade de convergência do QPSO. No estudo [83], é proposto que o valor decresça de forma linear de α_1 até α_0 ($\alpha_0 < \alpha_1$), a cada iteração t , seguindo a equação (24). Também é recomendado que $\alpha_0 < 0,6$ e $0,8 \leq \alpha_1 \leq 1,2$, para que o algoritmo tenha um desempenho satisfatório. Em (24), T representa o número máximo de iterações.

$$\alpha^t = \alpha_0 + (\alpha_1 - \alpha_0)(T - t)/T \quad (24)$$

Conforme indicado em [79] e [84-86], a posição do ponto atrator (p_i^t) deve ser determinada com base na posição atual da melhor partícula individual ($Pbest_i^t$) e na posição da melhor partícula da população ($Gbest^t$), conforme ilustrado na equação (25).

$$p_i^t = (c_1 \cdot Pbest_i^t + c_2 \cdot Gbest^t) / (c_1 + c_2) \quad (25)$$

4.3. Ilustração dos Movimentos das Partículas no PSO e QPSO

Segundo [80], no QPSO, quando algumas partículas estão muito distantes da posição ótima global ($Gbest^t$) (chamadas de partículas atrasadas), elas podem afastar a posição média ($Mbest^t$) da posição $Gbest^t$. À medida que as partículas atrasadas convergem em direção da posição $Gbest^t$, a posição $Mbest^t$ também se aproxima gradualmente.

Esse processo impede que as partículas próximas a posição $Gbest^t$ não convirjam rapidamente, permitindo que explorem melhor a região em torno da posição $Gbest^t$ até que todas as partículas para trás, ampliando a capacidade de busca global.

De acordo com [80], no PSO, a cada iteração, cada partícula se desloca de maneira autônoma em direção à posição $Gbest^t$, independentemente do movimento das outras, como mostra a Figura 4(a). A interferência das partículas atrasadas nas posições das demais é mínima, já que a única conexão entre elas é a posição ótima global ($Gbest^t$).

Caso as partículas atrasadas não encontrem posições melhores do que a posição $Gbest^t$, durante um número determinado de iterações, sua influência sobre as outras partículas será nula.

Já no QPSO, segundo [80], as partículas atrasadas têm uma influência mais significativa sobre as demais devido à $Mbest^t$. Dessa forma, as partículas próximas à posição $Gbest^t$ podem se deslocar em qualquer direção, como ilustrado na Figura 4(b). Entretanto, é mais provável que elas se movam em direção à posição $Gbest^t$, já que a tendência predominante dos movimentos das partículas é convergir para essa posição.

Na Figura 4(b), o círculo grande com fundo preto simboliza a partícula na posição ótima global ($Gbest^t$); os círculos pequenos com fundos azuis correspondem às demais partículas, e os círculos vermelhos representam as partículas atrasadas. As setas ao redor dos círculos azuis mostram as direções possíveis de movimentos das partículas, enquanto as setas pretas indicam a direção para qual as partículas se deslocam para $Gbest^t$ com maior probabilidade.

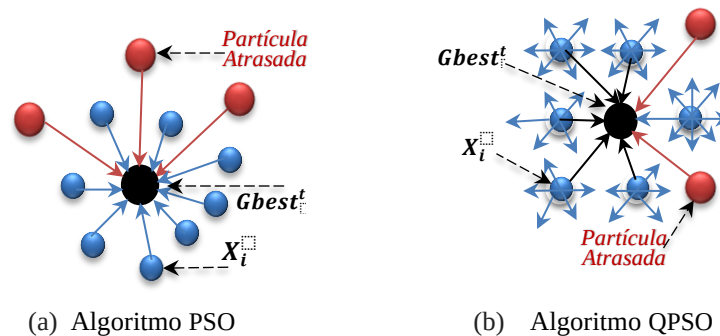


FIGURA4: Movimentos das partículas no PSO e QPSO (Adaptada de [80])

4.4. Fluxograma Simplificado do Algoritmo QPSO

O fluxograma da Figura 5 ilustra as etapas necessárias para implementação do algoritmo QPSO. Inicialmente uma população é gerada de forma aleatória, e a cada iteração, a posição média do enxame ($Mbest^t$) é determinada pela equação (22) e a posição de cada partícula (X_i^{t+1}) é atualizada pela equação (23).

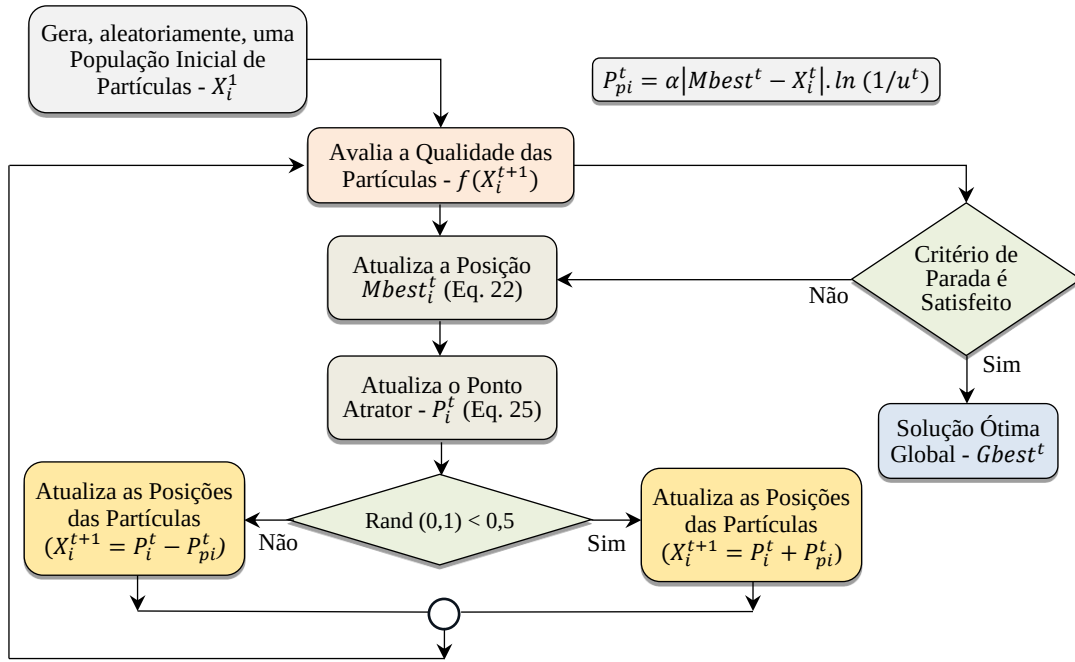


FIGURA 5: Fluxograma simplificado do algoritmo QPSO (Autoria própria)

5. BREVE DESCRIÇÃO DO ALGORITMO QPSO GAUSSIANO – GQPSO

No algoritmo QPSO os números aleatórios u_i^t da equação (23) são gerados por uma distribuição de probabilidade uniforme no intervalo $[0, 1]$. No QPSO Gaussiano – GQPSO [84, 86], os números aleatórios são gerados usando valores absolutos de uma distribuição de probabilidade Gaussiana com média zero e desvio padrão unitário - $\varphi = \text{abs}(N(0,1))$.

5.1. Posições das partículas no algoritmo GQPSO Gaussiano

Substituindo o gerador de números aleatórios uniformes (u_i^t) da equação (23) por um gerador de números aleatórios gaussianos (φ_i^t), os movimentos das partículas são determinados pela equação iterativa (26).

$$X_i^{t+1} = p_{\varphi i}^t \pm \alpha |Mbest^t - X_i^t| \cdot \ln(1/\varphi_i^t) \quad (26)$$

5.2. Coordenadas do ponto atrator

O ponto atrator local exerce uma função fundamental no funcionamento do algoritmo QPSO. Contudo, pode levar a sua convergência para soluções subótimas. A referência [80] sugeriu o uso de números aleatórios baseados em uma distribuição gaussiana, com média zero e variância unitária, para tratar esse problema. Esses números seriam usados como coeficientes estocásticos no QPSO.

Essa estratégia oferece um equilíbrio eficaz entre a alta probabilidade de gerar pequenas amplitudes próximas aos pontos atuais, favorecendo um ajuste mais preciso, e uma baixa probabilidade de ter amplitudes maiores, permitindo que as partículas se afastem do ponto atual e evitem ficar presas em pontos de mínimos locais [80].

Em [84], é utilizada a equação (27) para calcular as coordenadas de ($p_{\varphi i}^t$), onde $g_i^t = 0,25 \cdot \text{abs}(N(0,1))$. Porém, neste trabalho, é utilizada a equação (28), para definir as coordenadas do ponto atrator, onde c_1 e c_2 são constantes.

$$p_{\varphi i}^t = (\varphi_i^t \cdot Pbest_i^t + g_i^t \cdot Gbest^t) / (\varphi_i^t + g_i^t) \quad (27)$$

$$p_{\varphi i}^t = (c_1 \cdot \varphi_i^t \cdot Pbest_i^t + c_2 \cdot (1 - \varphi_i^t) \cdot Gbest^t) / (c_1 + c_2) \quad (28)$$

6. DESCRIÇÃO DO ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO PROPOSTO

Esta seção descreve os principais módulos do otimizador proposto neste artigo para solucionar problemas de PERTe. A sua estrutura é semelhante a utilizada em [21, 71, 72], sendo que os algoritmos que geram as alternativas de expansão candidatas são substituídos pelo algoritmo GQPSO.

6.1. Principais módulos do algoritmo proposto

A Figura 6 mostra o fluxograma operacional simplificado do otimizador PERTe-GQPSO, composto de quatro fases: i) Fase de inicialização; ii) Fase de atualização; iii) fase de mutação; iv) fase de aceitação.

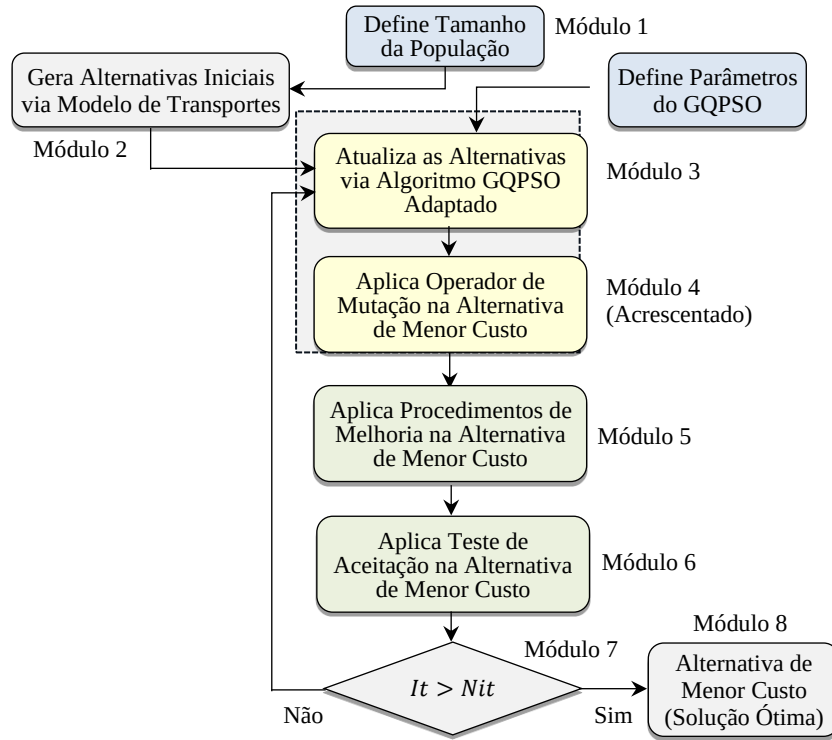


FIGURA 6: Fluxograma simplificado do otimizador PERTe-GQPSO (Autoria própria)

1) Módulo 1: Definição de parâmetros fixos

O objetivo deste módulo é definir os valores fixos que o otimizador PERTe-GQPSO necessita para funcionar: c_1 , c_2 , w_1 , w_2 , Nc , Np e Nit .

O autor desconhece a literatura sobre o estabelecimento do tamanho da população (Np) e o número máximo de iterações (Nit) é escassa. Definir o tamanho ideal para esses parâmetros é um desafio, já que, se forem muito pequenos, o algoritmo pode não explorar adequadamente o espaço de busca. Em contrapartida, se forem muito grandes, o tempo computacional necessário para encontrar a alternativa de menor custo pode aumentar significativamente.

Conforme apontado em [87], os tamanhos populacionais costumam variar entre 30 e 200 ($30 \leq Np \leq 200$). Com base nessas informações, neste artigo, os valores dos dois parâmetros são determinados com base do número de ramos (Nr) da rede elétrica, conforme mostra as equações (29) e (30).

$$Np \geq Nr \quad (29)$$

2) Alternativa de menor custo

Neste módulo são geradas Np alternativas de expansão candidatas iniciais - $Alt^1 = \{Alt_1^1, \dots, Alt_i^1, \dots, Alt_{Np}^1\}$ (31), onde cada alternativa (Alt_i^1) tem dimensão igual ao número de ramos da rede (Nr) e cada ramo pode conter até Nc circuitos.

$$Alt^1 = \begin{bmatrix} Alt_1^1 \\ \vdots \\ Alt_i^1 \\ \vdots \\ Alt_{Np}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_{1,1}^1 & \dots & n_{1,Nr}^1 \\ \vdots & & \vdots \\ n_{i,1}^1 & \dots & n_{i,Nr}^1 \\ \vdots & & \vdots \\ n_{Np,1}^1 & \dots & n_{Np,Nr}^1 \end{bmatrix} \quad (31)$$

A primeira alternativa de expansão (Alt_1^1) é obtida a partir de um modelo de transportes, estruturado como um problema de programação linear (PPL), que leva em conta somente a primeira lei de Kirchhoff [7]. Assim, a alternativa Alt_1^1 é construída com base na topologia da rede original e no conjunto de circuitos candidatos definidos previamente. As demais ($Np - 1$) alternativas de expansão da população inicial são geradas com base na primeira alternativa (Alt_1^1), seguindo o procedimento empregado em [21] e [71, 72].

Como neste ponto já são conhecidas todas as alternativas de expansão iniciais (Alt_i^1), os seus respectivos custos - $v(Alt_i^1)$, são calculados pela equação (32), onde: $i = 1, 2, \dots, Np$ e $k = 1, 2, \dots, Nr$. A alternativa de menor custo da população inicial - $v(Alt_C^1)$ é selecionada pela equação (33).

$$v(Alt^1) = \begin{bmatrix} v(Alt_1^1) \\ \vdots \\ v(Alt_i^1) \\ \vdots \\ v(Alt_{Np}^1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v(Alt_1^1) = \sum_{(1,k) \in \Omega_L} c_{1,d} \cdot n_{1,k} \\ \vdots \\ v(Alt_i^1) = \sum_{(i,k) \in \Omega_L} c_{i,d} \cdot n_{i,k} \\ \vdots \\ v(Alt_{Np}^1) = \sum_{(Np,k) \in \Omega_L} c_{Np,d} \cdot n_{Np,k} \end{bmatrix} \quad (32)$$

$$v(Alt_G^1) = \text{Min} \{v(Alt_1^1), \dots, v(Alt_i^1), \dots, v(Alt_{Np}^1)\} \quad (33)$$

3) Módulo 3: Atualização das alternativas e escolha da alternativa de menor custo

Este módulo atualiza, a cada iteração t , as soluções candidatas e determina qual delas apresenta o menor custo. As atualizações das alternativas e a identificação da alternativa de expansão de menor custo (Alt_G^t), são realizadas conforme a equação (34), que foi adaptada da equação (26), e a equação (35), respectivamente.

O operador *round* em (34) é usado para garantir que a quantidade de circuitos a ser adicionada em cada ramo da rede seja sempre um número inteiro. As equações (22), (24) e (27) determinam os valores das variáveis $Mbest^t$, α e $p_{\phi_i}^t$, respectivamente.

$$Alt_i^t = \text{round}(p_{\phi_i}^t \pm \alpha |Mbest^t - Alt_i^t| \cdot \ln(1/\phi_i^t)) \quad (34)$$

$$v(Alt_G^t) = \text{Min} \{v(Alt_1^t), \dots, v(Alt_i^t), \dots, v(Alt_{Np}^t)\} \quad (35)$$

4) Módulo 4: Mutação da alternativa de menor custo

Este módulo aplica um operador de mutação uniforme para alterar a quantidade de circuitos de alguns ramos da alternativa de menor custo (Alt_G^t), visando intensificar a busca local. O operador troca Ne elementos ($Ne = 0,10 \cdot \text{dim}$) dessa alternativa, resultando em uma nova alternativa de expansão, chamada de Alt_M^t . A mutação dos elementos de Alt_M^t é feita pelo seguinte código *Matlab*:

```
forkk = 1:round(Ne)
rp = randperm(size(Alt_G^t, 2))
k = rp(1)
if rand ≥ 0.50 && (Alt_G^t(k) ≥ 1)
    Alt_G^t(k) = Alt_G^t(k) - 1
else
    Alt_G^t(k) = Alt_G^t(k) + 1
end if
end for
Alt_M^t = Alt_G^t
```

5) Módulo 5: Aplicação de procedimentos de melhoria da alternativa mutada

Neste módulo do otimizador PERTe-GQPSO, dois procedimentos de melhoria são aplicados à alternativa mutada de menor custo (Alt_M^t) para verificar se ela é inviável, ou seja, se apresenta corte de carga, ou se contém circuitos subutilizados. Como já mencionado, esses procedimentos foram utilizados na metodologia descrita em [21], que emprega o AGCB.

- Eliminação de infactibilidade (Corte de Carga)

Este procedimento é utilizado quando a alternativa mutada (Alt_M^t) possui corte de carga. A eliminação realizada pela inclusão de um conjunto de circuitos $\{n_{ij}^{IS}\}$, cuja seleção é feita pelo algoritmo heurístico construtivo (AHC), sugerido por Villasana-Garver-Salon (VGS) em [88].

Este AHC resolve um modelo híbrido linear que calcula o valor de um índice de sensibilidade, dado pela equação (36), para identificar os circuitos mais atrativos $\{n_{ij}^{IS}\}$. Após a conclusão da execução do AHC, chega-se a uma nova alternativa de expansão factível, chamada de (Alt_{VGS}^t), que é composta da união dos conjuntos $\{n_{ij}^M\} + \{n_{ij}^{IS}\}$.

$$IS_{ij} = \max \{n_{ij}^{IS} \cdot \bar{f}_{ij}\} \quad (36)$$

- Redução de custo

Este procedimento é utilizado quando a alternativa mutada (Alt_M^t) possui um ou mais circuitos adicionados com baixos níveis de carregamentos, os quais podem ser excluídos com o objetivo de diminuir seu custo e aumentar sua competitividade.

Para efetuar eliminação, os circuitos adicionados são todos classificados em ordem decrescente de custo e removidos individualmente, começando pelo circuito mais dispendioso. Se a exclusão de um determinado circuito não

provocar violações nos limites de carregamentos significa que ele é redundante, e é retirado da alternativa Alt_M^t , gerando uma nova alternativa de expansão denominada Alt_{VGS}^t .

6) Módulo 6: Inclusão da alternativa Alt_{VGS}^t na população

Tal como em [21, 71], no otimizador *PERTe(GQPSO)*, apenas uma alternativa da população atual (Alt_i^t) é substituída pela alternativa Alt_{VGS}^t , em cada iteração. A alternativa Alt_{VGS}^t substitui determinada solução da população (Alt_i^t) nas seguintes situações: i) quando elas apresentam configurações diferentes, ou seja, quando $Alt_{VGS}^t \neq Alt_i^t$ e ii) o custo da solução Alt_{VGS}^t é inferior ao custo da pior solução (Alt_W^t), ou seja, quando $v(Alt_{VGS}^t) < v(Alt_W^t)$.

7) Módulo 7: Parada das iterações

Neste módulo, é conferido o critério que determina quando as iterações devem parar, ou seja, verificar quando $it > Nit$. Se sim, a iteração é finalizada; caso contrário, o contador de iterações aumenta e uma nova iteração inicia no módulo 3.

8) Módulo 8: Apresenta a alternativa de menor custo

Este módulo apresenta a alternativa de menor custo (Alt_G^*), indicando o conjunto de circuitos $\{n_{ij}^*\}$ que a compõe, bem como o seu custo - $v(Alt_G^*)$.

7. VALIDAÇÃO DO ALGORITMO PROPOSTO

Para avaliar o potencial e a eficácia do otimizador *PERTe-GQPSO*, foram realizados cinco estudos de caso com dois sistemas amplamente reconhecidos na literatura especializada: o sistema IEEE 24 barras e o sistema reduzido da região Sul do Brasil (Sul 46 barras). A seguir, são discutidos os resultados alcançados.

O otimizador *PERTe-GQPSO* foi desenvolvido em linguagem Matlab R2008a e as simulações foram realizadas em um computador equipado com processador Intel® Core™ i5 e memória de 8 GB. A função *linprog* do Matlab foi utilizada para resolver os problemas de programação linear.

7.1. Sistema IEEE24 barras

Este sistema possui duas redes elétricas que operam nas tensões de 138 kV e 230 kV. Ele tem 24 barras ($Nb = 24$) e 41 ramos ($Nr = 41$) candidatos, sendo 34 existentes e 7 novos. A carga e a geração total é 8.550 MW. Quatro cenários de geração com diferentes despachos de potência ativa foram analisados [89]. Cada cenário inclui um total de 10 unidades geradoras. Os dados utilizados nas simulações foram:

- Número máximo de circuitos por ramo: $Nc = 3$.
- Número total de partículas: $Np > Nr = 50$.
- Número total de iterações: $Nit = 10 \times Np = 500$.

1) Resultados do cenário G1

Custo total das adições: US\$ 390 milhões.

Número de circuitos adicionados: 12

Circuitos adicionados: Representados por linhas vermelhas (Figura 6)

Instante da convergência: 81ª iteração (Figura 7)

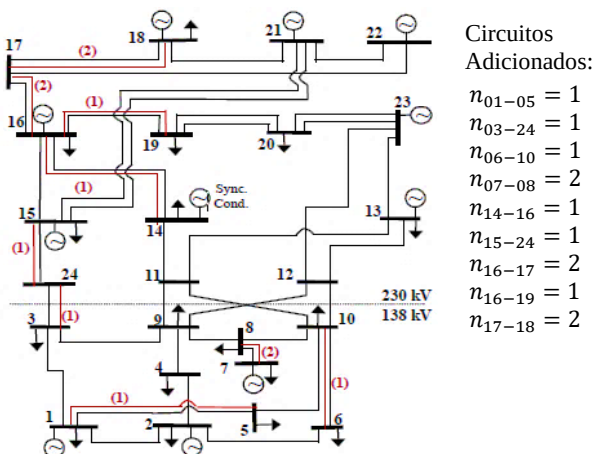


FIGURA 6: Sistema planejado para o Cenário G1 (Autoria própria)

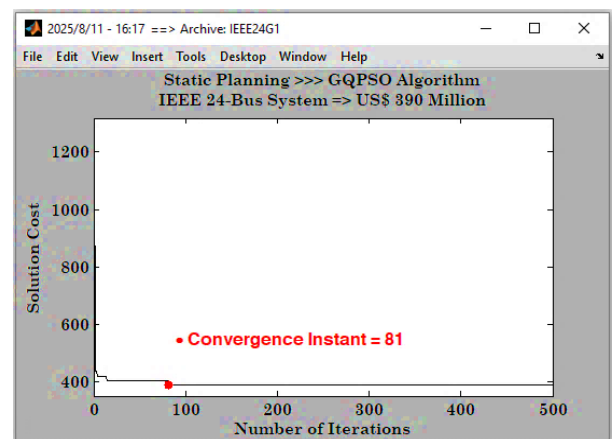


FIGURA 7: Evolução do custo – Cenário G1 (Otimizador *PERTe-GQPSO*)

2) Resultados do cenário G2

Neste cenário, os geradores conectados nas barras 1, 7, 13 e 21 (destacados por círculos verdes na Figura 8), apresentam valores diferentes do cenário G1. Os resultados obtidos pelo otimizador foram os seguintes:

- Custo total das adições: US\$ 392 milhões.
- Número de circuitos adicionados: 11
- Circuitos adicionados: Representados por linhas azuis (Figura 8).
- Instante da convergência: 78ª iteração (Figura 9).

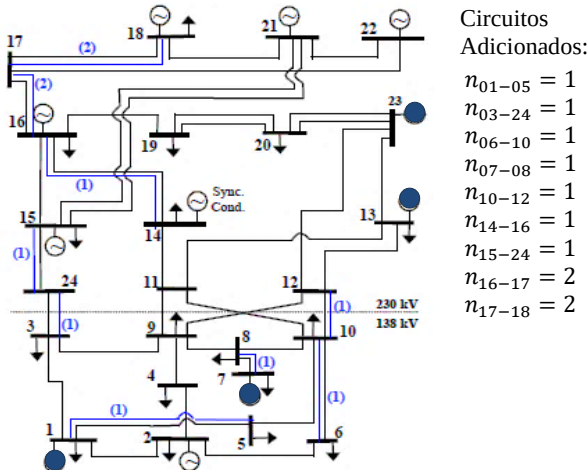


FIGURA 8: Sistema planejado para o Cenário G2 (Autoria própria)

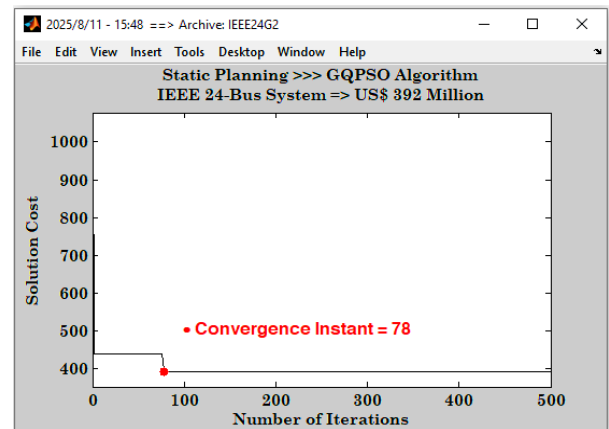


FIGURA 9: Evolução do custo – Cenário G2 (Otimizador PERTe-GQPSO)

3) Resultados do cenário G3

Neste cenário, os geradores conectados nas barras 13, 15, 16, 21 e 23 (indicados por círculos verdes na Figura 10), apresentam valores diferentes do plano G1. Os resultados obtidos pelo otimizador foram os seguintes:

- Custo total das adições: US\$ 218 milhões.
- Número de circuitos adicionados: 7
- Circuitos adicionados: Representados por linhas verdes (Figura 10).
- Instante da convergência: 23ª iteração (Figura 11).

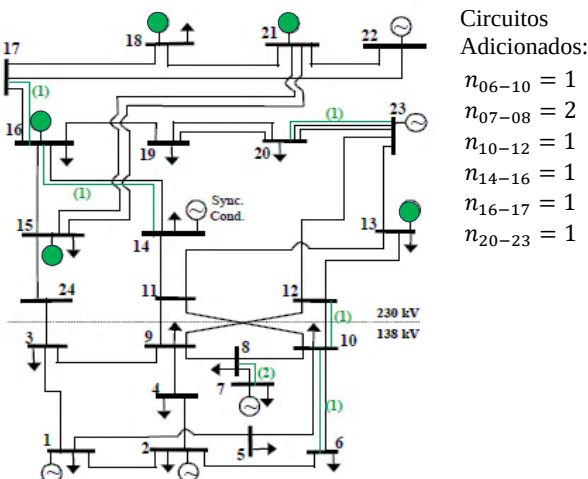


FIGURA 10: Sistema Planejado para o cenário G3 (Autoria própria)

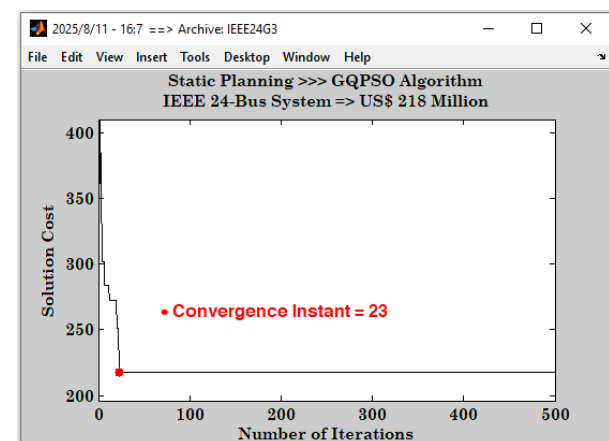


FIGURA 11: Evolução do Custo – Cenário G3 (Otimizador PERTe-GQPSO)

4) Resultados do cenário G4

Neste cenário, todos os geradores apresentam valores diferentes em relação ao cenário G1, com exceção do gerador conectado à barra 22 (realçado por um círculo preto na Figura 12). Os resultados obtidos pelo otimizador foram os seguintes:

- Custo total das adições: US\$ 342 milhões.
- Número de circuitos adicionados: 9
- Circuitos adicionados: Representados por linhas roxas (Figura 12).
- Instante da convergência: 342ª iteração (Figura 13).

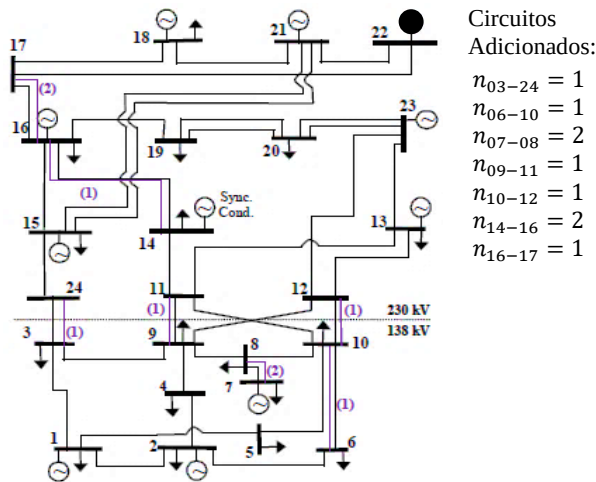


FIGURA 12: Sistema planejado para o Cenário G4 (Autoria própria)

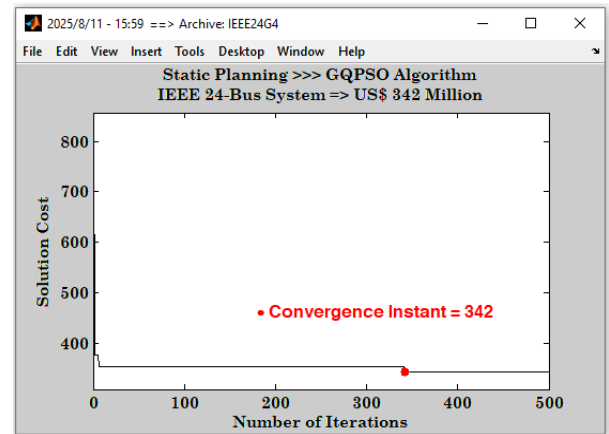


FIGURA 13: Evolução do custo – Cenário G4 (Otimizador PERTe-GQPPO)

5) Resumo dos resultados do sistema IEEE 24 barras

O otimizador encontrou as alternativas de menores custos para os cenários G1, G2 e G3, usando menos de 20% do limite estabelecido de 500 iterações. Ou seja, o otimizador trabalha de forma mais rápida nestes cenários do que no cenário G4, onde a alternativa de menor custo só foi alcançada após a 68,4% do total de iterações, como pode ser verificado na Tabela 3.

TABELA 3: Resumo dos resultados sistema IEEE (Autoria própria)

Cenário	PERTe _(GQPPO) (US\$ x10 ⁶)	Iterações e Porcentual	[89] (US\$ x10 ⁶)
G1	390	81 (16,2 %)	454
G2	392	78 (15,6 %)	451
G3	218	23 (4,6%)	292
G4	342	342 (68,4%)	376

Esses resultados ressaltam a importância de planejar a expansão da geração e da transmissão, pois mudanças nos despacho das unidades geradoras afetam a expansão da rede e influencia a escolha da alternativa de menor custo.

Os custos das quatro alternativas produzidas pelo algoritmo descrito em [89] são maiores do que os custos das alternativas de menores custos encontrados pelo otimizador PERTe-GQPPO, indicando que elas não são soluções ótimas. As quatro alternativas de menores custos, produzidas pelo otimizador, são idênticas às alternativas ótimas documentadas na literatura, conforme [90 - 97].

7.2. Sistema equivalente sul do Brasil 46 barras

Trata-se de um bom teste para o otimizador, uma vez que emprega uma configuração equivalente do sistema sul do Brasil. Inicialmente sugerido por [98], tem sido utilizado extensivamente desde então para validar diversos tipos de algoritmos desenvolvidos para solucionar problemas de PERTe.

A configuração inicial do sistema conta com 35 barras e 59 circuitos, distribuídos em um total de 46 ramos. Esta configuração está ilustrada na Figura 14, onde os circuitos são representados por linhas contínuas. Além disso, estão previstos 11 novas barras e 13 ramos extras, ampliando o sistema para 46 barras e 79 ramos candidatos a adições de novos circuitos, para atender uma demanda futura de 6.880 MW. Os dados das cargas, geradores e circuitos deste sistema de grande porte encontram-se disponíveis em [6,7,14].

1. Dados Utilizados na Simulação

- Número máximo de circuitos por ramo: $N_c = 3$.
- Número total de partículas: $N_p > N_r = 80$.
- Número total de iterações: $N_{it} = 10 \times N_p = 800$

2. Resultados Obtidos com o Otimizador

- Custo total das adições: US\$ 154.420 milhões. Esta solução foi obtida com método exato [6,13,15].
- Número de circuitos adicionados: 15
- Circuitos adicionados: Representados por linhas roxas (Figura 14).
- Instante da convergência: 136ª iteração (Figura 15).

A alternativa de menor custo obtida pelo otimizador PERTe-GQPSO corresponde a solução ótima conhecida na literatura, como pode ser confirmada nas referências [99-112].

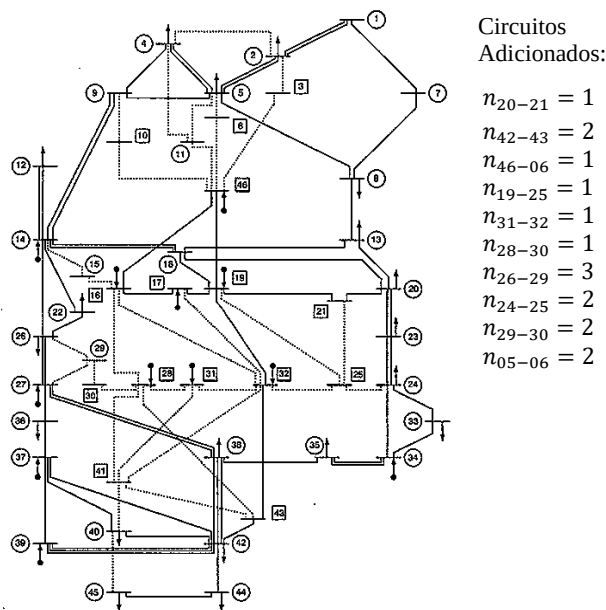


FIGURA 14: Configuração inicial e ramos candidatos do sistema equivalente sul do Brasil - [14]

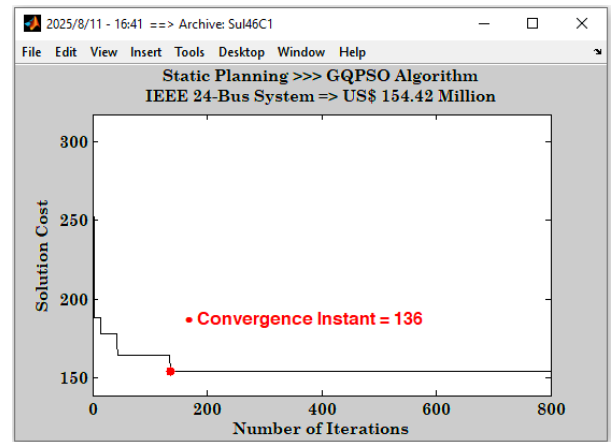


FIGURA 15: Evolução do custo do sistema equivalente sul do Brasil (Otimizador PERTe-GQPSO)

8. CONCLUSÕES

O presente trabalho descreveu o desenvolvimento de um otimizador para planejamento estático de redes de transmissão, baseado no modelo DC e em otimização heurística. O algoritmo combina uma versão gaussiana do algoritmo PSO quântico, com procedimentos de melhoria local, como a eliminação da infactibilidade e a redução de custos, ambos utilizados no algoritmo genético de Chu-Beasley. Além disso, inclui um operador de mutação que atua diretamente sobre a alternativa ótima em cada iteração, com o objetivo de acelerar convergência do algoritmo.

Em todos os cinco estudos de caso analisados, as alternativas ótimas foram encontradas com relativamente poucas iterações e baixos tempos de processamentos, demonstrando a rapidez de convergência do otimizador proposto.

A eficiência do otimizador foi comprovada no que diz respeito à quantidade de circuitos planejados e custos associados, uma vez que os conjuntos de circuitos planejados e os custos das soluções ótimas são equivalentes aos resultados obtidos por métodos exatos e outras metaheurísticas.

Com base nos resultados obtidos, conclui-se que o otimizador PERTe-GQPSO pode ser expandido para resolver problemas de PERTe com critério de segurança N-1 e problemas de PERTd.

REFERÊNCIAS

- [1] Latorre, G.; Cruz, R. D.; Areiza, J. M.; Villegas, A.: Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 18, No. 2, pp. 938-946, 2003.
- [2] Lee, C. W.; Simon, K. K. Ng.; Zhong, J; Wu; F. F.: Transmission Expansion Planning from Past to Future. IEEE PES Power Systems Conference, Exposition, pp. 257-265, 2006
- [3] Romero, R; Monticelli, A.; Garcia, A.; Haffner, S.: Test System and Mathematical Models for Transmission Network Expansion Planning. IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol. 149, No. 1, pp.27-36, 2002.
- [4] Hemmati, R.; Hooshmand, R. A.; Khodabakhshian, A.: State-of-art of Transmission Expansion Planning: Comprehensive Review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 23, pp. 312-319, 2013.
- [5] Parker, B. J.; Watanabe, A.; Schilling, M. T.: Precisão do Modelo Linearizado de Fluxo de Potência para Simulação do Sistema Brasileiro. Eletrobrás, NT DEST, 1980.
- [6] Romero, R.; Monticelli, A.: A Hierarchical Decomposition Approach for Transmission Network Expansion Planning. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No. 1, pp. 373-379, 1994.
- [7] Romero, R.; Monticelli, A.; Garcia, A.; Haffner, S.: Test Systems and Mathematical Models for Transmission Network Expansion Planning. IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol. 145, pp. 329-335, 1998.
- [8] Binato, S.; Pereira, M. V. F.; Granville, S.: A New Benders Decomposition Approach to Solve Power Transmission Network Design Problems. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 16, No. 2, pp. 235-240, 2001.

- [9] Silva, E. L.; Ortiz, J. M.; Oliveira, G. C.; Binato, S.: Transmission Network Expansion Planning Under a Tabu Search Approach. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, No. 16, pp. 62-68, 2001.
- [10] Romero, R.; Rider, M. J.; Silva, I. J.: A Metaheuristic to Solve the Transmission Expansion Planning. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 4, pp.2289-2291, 2007.
- [11] Mendonça, I. M.: Identificação de Rotas Relevantes para o Planejamento Estático da Expansão de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica. Tese, Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, 2016.
- [12] Lee, S. T. Y.; Hocks, K. L.; Hnyilicza, H.: Transmission Expansion of Branch and Bound Integer Programing with Optimal Cost Capacity Curves: *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-93, pp. 1390-1400, 1970.
- [13] Rider, M. S.; Garcia, A. V.; Romero, R.: Transmission Expansion Planning by a Branch-and-Bound Algorithm. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 2, No. 1, pp. 90-99, 2008.
- [14] Haffner, S.; Monticelli, A.; Garcia, A.; Romero, R.: Specialized Branch-and-Bound Algorithm for Transmission Network Expansion Planning. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 148, No. 5, pp. 482-488, 2001.
- [15] Binato, S.; Pereira, M. V. F.; S. Granville: A New Benders Decomposition Approach to Solve Power Transmission Network Design Problems. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 16, No. 2, pp. 235-240, 2001.
- [16] Lumbraes, S.; Ramos, A.: How to Solve the Transmission Expansion Planning Problem Faster: Acceleration Techniques Applied to Benders Decomposition. *IET Generation, Transmission and Distribution*, No. 10, pp.2351-2359, 2016.
- [17] Dehghan, S.; Saboori, H.; Kazemi, A.; S. Jadid: Transmission Network Expansion Planning Using a DEA-Based Benders Decomposition. *18th Iranian Conference on Electrical Engineering*, pp. 955-960, 2010.
- [18] S. Manrique, Kida, A. A.; Alvarez, A.; Garcia, L.: Algoritmos Heurísticos Aplicados ao Planejamento de Redes de Transmissão. *XLVII SBPO Simpósio Brasileiro de Pesquisa de Operação*, pp. 1-11, 2015.
- [19] Monticelli, A.; Santos, A.; Pereira, M. V. F.; Cunha, S. H.; Parker, B. J.; Praça, J. C.: Interactive Transmission Network Planning Using a Least-effort Criterion. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. 101, No. 10, pp. 3919-3925, 1982.
- [20] Silva Junior, I. C.: Planejamento Estático da Expansão de Sistemas de Transmissão Utilizando um Novo Algoritmo Heurístico Construtivo. Dissertação, Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, 2003.
- [21] Silva, I. J.; Rider, M. J.; R. Romero, Murari, C. A.: Genetic Algorithm of Chu and Beasley for Static and Multistage Transmission Expansion Planning. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-7, 2006.
- [22] Huanca, D. H.; Gallego, L. A.: Chu and Beasley Genetic Algorithm to Solve the Transmission Network Expansion Planning Problem Considering Active Power Losses. *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 19, No. 11, pp. 1967-1971, 2021.
- [23] Romero, R.; Gallego, R. A.; Monticelli, A.: Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, pp. 363-369, 1996.
- [24] Al-Rashid, M. R.; El-Hawari, M. E.: A Survey of Particle Swarm Optimization Application in Electric Power Systems. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, Vol. 13, No. 4, 2009.
- [25] Kennedy, J.; Eberhart, K.: Particle Swarm Optimization. *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks*, pp. 1942-1948, 1995.
- [26] Ren, P.; Gao, L-Q; Li, N.; Li, Y.; Lin, Z-L.: Transmission Network Optimal Planning Using the Particle Swarm Optimization Method. *Proceedings of the Fourth International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, pp.4006-4011, 2005.
- [27] Kavitha, D.; Swarp, K. S.: Transmission Expansion Planning using LP-Based Particle Swarm Optimization. *IEEE Power Indian Conference*, pp. 1-6, 2006.
- [28] Niu, D-X; Ling, Y-P; Zhao, Q.; Zao, Q-Y: An Improved Particle Swarm Optimization Method Based on Borderline Search Strategy for Transmission Network. *Proceedings of the Fifth International Conference on Machine Learning and Cybernetics*. pp. 2846-2850, 2006.
- [29] Jin, Y-X; Cheng, H-Z; Yan, J-Y; Zhang, L.: New Discrete Method for Particle Swarm Optimization and its Application in Transmission Network Expansion Planning. *Electric Power Systems Research*, No. 77, pp. 227-233, 2007.
- [30] Verma, A.; Panigrahi, B. K.; Bijwe, P. R.: Transmission Network Expansion Planning with Adaptive Particle Swarm Optimization. *World Congress on Nature and Biologically Inspired Computing*, pp. 1099-1104, 2009.
- [31] Mahdavi, M.; Chayeghi, H.; Kazemi, A.: DCGA Based Evaluating Role of Bundle Lines in TNEP Considering Expansion of Substations from Voltage Level Point of View. *Energy Conversion and Management*, 50, pp. 2067-2073.
- [32] Shayeghi, H.; Mahdavi, M.; Bagheri, A.: Discrete PSO Algorithm Based Optimization of Transmission Lines Loading in TNEP Problem. *Energy Conversion and Management*, 51, pp. 112-121, 2010.
- [33] Mahdavi, M.; Monst, H.; Bagheri, A.: Transmission Lines Loading Using ADPSO Approach. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 4 (3), 2010.
- [34] Ren, P.; Li, N.: Optimal Expansion Planning Network Using the Composite Particle Swarm Optimization. *International Conference on Artificial Intelligence and Computational Intelligence*, pp. 170-173, 2010.
- [35] Shayeghi, H.; Mahdavi, M.; Bagheri, A.: An Improved DPSO with Mutation Based on Similarity Algorithm for Optimization of Transmission Lines Loading. *Energy Conversion and Management*, 51, pp. 2715-2723, 2010.
- [36] Jalilzadeh, S.; Kimiyaghalam, A.; Bagheri, A.; Ashouri, A.: Application of IDPSO Approach for TNEP Problem Considering Loss and Uncertainty in Load Growth. *International Congress on Ultra-Modern Telecommunications and Control Systems and Workshops*, pp. 389-395, 2010.

- [37] Torres, S. P.; Castro, C. A.; Pringles, R. M.; Guaman, W.: Comparison of Particle Based Meta-heuristics for the Electric Transmission Network Expansion Planning Problem. IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-7, 2011.
- [38] Rocha, M. C.; Saraiva, J. T.: Discrete Evolutionary Particle Swarm Optimization for Multiyear Transmission Expansion Planning. 17th Power Systems Computation Conference, pp. 1-7, 2011.
- [39] Eghbal, M.; Saha, T. K.; Hasan, K. N.: Transmission Expansion Planning by Meta-heuristic Techniques: A Comparison of Shuffles Frog Leaping Algorithm, PSO and GA. IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-8, 2011.
- [40] Torre, S. P.; Castro, C. A.: Parallel Particle Swarm Optimization Applied to the Static Transmission Expansion Planning Problem. 6th IEEE/PES Transmission and Distribution. Latin America Conference and Exposition, pp. 1-6, 2012.
- [41] Mahdavi, M.; Bagheri, A.; Mahdavi, E.: Comparing Efficiency of PSO with GA in Transmission Expansion Planning Considering Adequacy. WSEAS Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, pp. 34-43, 2012.
- [42] Murugan, P.: Modified Particle Swarm Optimization with a Novel Initialization for Finding Optimal Solution to the Transmission Expansion Planning Problem. IET Gener. Transm. Distrib. Vol. 6, No. 11, pp. 1132-1142, 2012.
- [43] Rocha, M. C.; Saraiva, J. T.: A Multiyear Dynamic Transmission Expansion Planning Model Using a Discrete Based EPSO Approach. Electrical Power Systems Research, 93, pp. 83-92, 2012.
- [44] Rocha, M. C.; Saraiva, J. T.: Transmission Expansion Planning - A Multiyear Dynamic Approach Using a Discrete Evolutionary Particle Swarm Optimization Algorithm. 2nd European Energy Conference, 33, pp. 1-14, 2012.
- [45] Cristian, D.; Simo, A.; Barbulescu, C.; Kilyeni, S.: PSO Based Transmission Network Expansion. 48th International Universities Power Conference, pp. 1-6, 2013.
- [46] Zhang, C.; Ding, Y.; Wu, Q.; Ostergaard, J.: Distribution Network Expansion Planning Based on Multi-Objective PSO Algorithm. Energy and Power Engineering, 5, pp. 975-979, 2013.
- [47] Zarinitabar, A.; Abdi, H.; Fattahi, H.: Transmission Expansion Planning Based PSO. Indian Journal of Research, Vol. 7, pp. 54-62, 2013.
- [48] Rocha, M. C.; Saraiva, J. T.: Transmission Expansion Planning – A Multiyear PSO Approach Considering Load Uncertainties. IEEE Grenoble Conference, pp. 1-6, 2013.
- [49] Rocha, M. C.; Saraiva, J. T.: A Discrete Evolutionary PSO Based Approach to the Multiyear Transmission Expansion Planning Problem Considering Demand Uncertainties. Electrical Power and Energy Systems, 45, pp. 427-442, 2013.
- [50] Simo, A.; Barbulescu, C.; Kilyeni, S.; Deacu, A.: PSO Based Transmission Network Expansion. 17th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, pp. 520-525, 2014.
- [51] Mendonça, I. M.; Silva Junior, I. C.; Marcato, A. L. M.: Static Planning of the Expansion of Electrical Energy Transmission Systems Using Particle Swarm Optimization. Electrical Power and Energy Systems, 60, pp. 234-244, 2014.
- [52] Kamyab, G-R.; Fotuhi-Firuzabad, M.; Rashidinejad, M.: A PSO Based Approach for Multi-stage Transmission Expansion Planning in Electricity Markets. Electrical Power and Energy Systems, 54, pp. 91-100, 2014.
- [53] Kilyeni, S.T.; Barbulescu, C.; Cristian, P. D.; Solomonesc, F.; Oros, C.: Transmission Network Expansion Planning Based on Artificial Intelligence Methods. Journal of Sustainable Energy, Vol. 5, No. 2, pp. 1-6, 2014.
- [54] Sarrafan, E.: Application of Particle Swarm Optimization for Transmission Network Expansion Planning with Security Constraints. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology 7 (13), pp. 2605-2611, 2014.
- [55] Resende, A. S.: Particle Swarm Optimization Aplicada ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão. Tese, Universidade Estadual Paulista- UNESP, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 161 p, 2014.
- [56] Gomes, P. V.; Saraiva, J. T.: Static Transmission Expansion Planning Using Heuristic and Metaheuristic Techniques, IEEE Eindhoven Power Tech, pp. 1-6, 2015.
- [57] Astuty, T. H.: Novel Binary PSO Algorithm Based Optimization of Transmission Expansion Planning Considering Power Losses. International Conference on Innovation in Engineering and Vocational Education, 128, pp. 1-8, 2016.
- [58] Gomes, P. V.; Saraiva, J. T.: Hybrid Discrete Evolutionary PSO for AC Dynamic Transmission Expansion Planning. IEEE International Energy Conference, pp. 1-6, 2016.
- [59] Warudkar, M. Y.; Jape, M. V.: Particle Swarm Optimization Based Transmission Expansion Planning. International Conference on Electronics, Communication and Aerospace Technology, pp. 341-345, 2017.
- [60] Fathy, A. A.; Elbages, M. S.; R. EL-Sehiemy, A.; Bendary, F. M.: Static Transmission Expansion Planning for Realistic Network in Egypt. Electric Power Systems Research, 151, pp. 404-418, 2017.
- [61] Mahdavi, M.; Bagheri, A.: BPSO Applied to TNEP Considering Adequacy Criterion. American Journal of Neural Networks and Applications, 4 (1), pp. 1-7, 2018.
- [62] Indira, K.; Rao, B. S.: Transmission Expansion Planning Considering Wind Energy Conversion Systems Using PSO. International Journal of Engineering and Advanced Technology, Vol. 8, No. 6S3, pp. 761-766, 2019.
- [63] Ledezma, L.; Alcaraz, G.: Hybrid Binary PSO for Transmission Expansion Planning Considering N-1 Security Criterion. IEEE Latin America Transactions, Vol. 18, No. 3, pp.545-553, 2020.
- [64] Mehroliya, S.; Tomar, S.; Arya, A.; Kuma, Y.: A Novel Hybrid GA-PSO-Based Optimization of Transmission & Expansion Planning. Original Research, Vol. 4, No. 690, pp. 1-6, 2023.
- [65] Inyanga, F. E.; Muisyo, I. N.; Kaberere, K.K.: Static Transmission Network Expansion Planning Considering Voltage Limits. IEEE AFRICON Conference, pp. 1-6, 2023.

- [66] Inyanga, F. E.; I. N. Muisyo, K.K. Kaberere: Optimization of Transmission Network Expansion Planning Using Binary Particle Swarm Optimization Algorithm. *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, Vol. 14, No. 2, pp. 861-873, 2025.
- [67] Sun, J.; Xu, W.; Feng, B.: A Global Search Strategy of Quantum-Behavior Particle Swarm Optimization. *Proceedings of the IEEE Conference on Cybernetics and Intelligent Systems*, pp. 111-116, 2004.
- [68] Costa Filho, R. D.; Paucar, V. L.: Robust Coordinated Design of AVR+PSS Using Quantum Particle Swarm Optimization. *Journal of Engineering and Technology for Industrial Applications*, Vol. 6, No. 24, pp.15-20, 2020.
- [69] Coelho, L. S.: Novel Gaussian Quantum-Behaved Particle Swarm Optimizer Applied to Electromagnetic Design. *IET Science, Measurement & Technology*, Vol. 1, No. 5, pp. 290-294, 2007.
- [70] Coelho, L. S.: Gaussian Quantum-Behavior Particle Swarm Optimization Approaches for Constrained Engineering Design Problems. *Expert Systems with Applications*, Vol. 37, No. 2, pp. 1676-1683, 2010.
- [71] Barros, J. R. P.; Barros, D. A.: Modified Bat Algorithm for Transmission Network Expansion Planning. *Journal of Engineering and Technology for Industrial Application - JETIA*, Vol. 9, No. 39, pp. 19-32, 2023.
- [72] Barros, J. R. P.; Barros, D. A.: Transmission Network Expansion Planning Considering Security Constraints via African Buffalo Algorithm. *Journal of Engineering and Technology for Industrial Application - JETIA*, Vol. 8, No. 33, pp. 44-52, 2022
- [73] Yang, X.-S.: A New Metaheuristic Bat-Inspired Algorithm. *Nature Inspired Cooperative Strategies for Optimization*, Vol. 284, pp. 65-74, 2010.
- [74] Shi, Y.; Eberhart, R.: A Modified Particle Swarm Optimization. *Proceedings of the IEEE Conference on Evolutionary Computation*, pp. 69-73, 1998.
- [75] Clerc, M.; Kennedy, J.: The Particle Swarm: Explosion, Stability and Convergence in a Multidimensional Complex Space. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, pp. 58-73, 2002.
- [76] Somvir, P. K.: Network Reconfiguration of Distribution System Using Particle Swarm Optimization. *International Journal of Engineering and Computer Science*, Vol. 5, No. 8, pp. 1739-17374, 2016.
- [77] Sun, J.; Feng, B.; Xu, W.: Particle Swarm Optimization with Particles Having Quantum Behavior. *Proceedings Congress on Evolutionary Computation*, pp. 325-331, 2004.
- [78] Levin, F. S.: *An Introduction to Quantum Theory*, Cambridge University Press, 2002.
- [79] Sun, J.; Xu, W.; Feng, B.: A Global Search Strategy of Quantum-Behavior Particle Swarm Optimization. *Proceedings of the IEEE Conference on Cybernetics and Intelligent Systems*, pp. 111-116, 2004.
- [80] Sun, J.; Fang, W.; Palade, V.; Xu, W.; Xu, W.: Quantum-Behaved Particle Swarm Optimization with Gaussian Distributed Local Attractor Point. *Applied Mathematics and Computation*, 218, pp. 3763-3775, 2011
- [81] Sun, J.; Xu, W.; Feng, B.: Adaptive Parameter Control for Quantum-Behaved Particle Swarm Optimization on Individual Level. *IEEE International Conference Systems, Man, Cybernetics*, pp. 3049-3054, 2005.
- [82] Liu, A. J.; Xu, W.; Sun, J.: Quantum-Behaved Particle Swarm Optimization with Mutation Operator. *Proceedings 17th IEEE International Conference on Tools with Artificial Intelligence*, 2005.
- [83] Sun, J.; Fang, W.; Wu, X. J.; Palade V.; Xu, W. B.: Quantum-Behaved Particle Swarm Optimization Algorithm: Analysis of the Individual Particle's Behavior and Parameter Selection. *Evolutionary Computations*, Vol. 20, No.3, 2012.
- [84] Coelho, L. S.: Novel Gaussian Quantum-Behavior Particle Swarm Optimizer Applied to Electromagnetic Design. *IET Science. Measurement & Technology*, Vol. 1, No. 5, pp. 290-294, 2007.
- [85] Coelho, L. S.; Alloto, P.: Global Optimization of Electromagnetic Devices Using an Exponential Quantum-Behaved Particle Swarm Optimizer. *IEEE Transactions on Magnetics*, Vol. 44, No. 6, pp.1074-1077, 2008
- [86] Coelho, L. S.: Gaussian Quantum-Behavior Particle Swarm Optimization Approaches for Constrained Engineering Design Problems. *Expert Systems with Applications*, 37, pp. 1676-1683, 2010.
- [87] Lee, K. Y.; El-Sharkawi, M. A: *Modern Heuristic Optimization Techniques - Theory and Applications to Power Systems*. Wiley - IEEE Press, pp. 25-42, 2008.
- [88] Villasana, R.; Garver, L. L.; Salon, S. J.: Transmission Network Planning Using Linear Programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 104, No. 2, pp. 349-356, 1985.
- [89] Fang, R.; Hill, D. J.: A New Strategy for Transmission Expansion in Competitive Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 1, pp. 374-380, 2003.
- [90] Romero, R.; Rocha, C.; Mantovani, J. R. S.; Sanches, I. G.: Constructive Heuristic Algorithm for the DC Model in Network Transmission Expansion Planning. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 152, pp. 277-282, 2005.
- [91] Resende, A. S.: *Particle Swarm Optimization Aplicada ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão*. Tese, Universidade Estadual Paulista - UNESP, 2014.
- [92] Torres, S. P.; Castro, C. A.: Parallel Particle Swarm Optimization Applied to the Static Transmission Expansion Planning problem. *Transmission and Distribution, Latin America Conference and Exposition*, pp. 1-6, 2012.
- [93] Rathore, C.; Roy, R.; Sharma, U.; Patel, J.: Artificial Bee Colony Algorithm Based Static Transmission Expansion Planning. *International Conference on Energy Efficient Technology for Sustainability*, pp. 1126-1131, 2013.
- [94] Orfanos, G. A; Anastopoulou, A. G.; Georgilakis, P. S.; Hatziaargyriou, N. D.: Static Transmission Expansion Planning Under Improved Harmony Search Algorithm. *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission and Distribution and Energy Conversion*, pp. 1-6, 2012.
- [95] Sanchez, I. G.; Romero, R.; Mantovani, J. R. S.; Rider, M. J.: Transmission Expansion Planning Using DC Model and Nonlinear-Programming Technique. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, Vol. 152, No. 6, pp. 763-769, 2005.

- [96] Lima, A. A.: Análise e Implementação de um Algoritmo de Busca Dispersa para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão. Dissertação UNESP, 2012.
- [97] Souza, A. S.; Asada, E. N.: A Heuristic Method Based on the Branch and Cut Algorithm to the Transmission System Expansion Planning Problem. IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-6, 2011.
- [98] Monticelli, A.; Junior, A. S.; Pereira, M. V. F.; Cunha, S. H.; Parker, B. J.; Praça, J. C. G.: Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion. IEEE Transaction on PAS, Vol. 101, No. 10, pp. 3919-3925, 1982.
- [99] Souza, A. S.; Asada, E. N.: A Heuristic Method Based on the Branch and Cut Algorithm to the Transmission System Expansion Planning Problem. IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-6, 2011.
- [100] Silva, E. L.; Gil, H. A.; Areiza, J. M.: Transmission Network Expansion Planning Under an Improved Genetic Algorithm. IEEE Trans. On Power Sys., Vol. 3, No. 15, pp. 1168-1175, 2000.
- [101] Barros, J. R. P.; Silva Jr., I. J.; Melo, A. C. G.; Moulin, L. S.: Transmission Expansion Planning via Genetic Algorithm and Reliability Marginal Costs. IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, pp. 1-12, 2009.
- [102] Gallego, R. A.; Romero, R.; Monticelli, A.: Tabu Search Algorithm for Network Synthesis. IEEE Trans. on Power Sys., Vol. 2, No. 15, pp. 490-495, 2000.
- [103] Silva, E. L.; Ortiz, J. M. A.; Oliveira, G. C.; Binato, S.: Transmission Network Expansion Planning Under a Tabu Search Approach. IEEE Trans. on Power Sys., Vol. 11, No. 16, pp. 62-68, 2001.
- [104] Faria Jr., H.; Binato, S.; Resende, M. G. C.; Falcão, D. M.: Power Transmission Planning Network Design by a Greed Randomized Adaptive Path Relinking Approach. IEEE Trans. on Power Sys., Vol. 1, No. 20, pp. 43-49, 2005.
- [105] Romero, R.; Gallego, R. A.; Monticelli, A.: Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing. IEEE Trans. on Power Sys. Vol. 1, No. 11, pp. 364-369, 1996.
- [106] Romero, R.; Alves, A. B.; Monticelli, A.; R. Romero: Parallel Simulated Annealing Applied to Long Term Transmission Network Expansion Planning. IEEE Trans. on Power Sys. Vol. 12, No. 1, pp. 181-188, 1997.
- [107] Limsakul, P.; Pothiya, S.; Leeprechanon, N.: Application of Ant Colony Optimization to Transmission Network Expansion Planning with Security Constraint. 8th Int. Conference on Advances Power System Control, Operation and Management, pp. 1-6, 2009.
- [108] Meymand, M. Z.; Rashidinejad, M.; Khorasani, H.; Rahmani, M.; Mahmoudabadi, A.: An Implementation of Modified Scatter Search Algorithm to Transmission Expansion Planning. Turk. J. Elec. Eng. and Comp. Sci., Vol. 20, No. 1, pp. 1206-1219, 2012.
- [109] Verma, A.; Panigrahi, B. K.; Bijwe, P. R.: Harmony Search Algorithm for Transmission Network Expansion Planning. IET Gen. Transmission and Distribution, Vol. 6, No. 4, pp. 663-673, 2010.
- [110] Barros, J. R. P.; Melo, A. C. G.: Adaptation of the Gravitational Search to Solve the Transmission Expansion Planning Problem. XII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, pp. 1-6, 2014.
- [111] Duki, E. A.; Mansoorkhani, H. A.; Soroudi, A.; Ehsan, M.: A Discrete Imperialist Competition Algorithm for Transmission Expansion Planning. 25th International Power System Conference, pp. 1-10, 2010.
- [112] Neves, P. S.: Expansão Estática de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica Via FPA. Dissertação, Universidade Federal de Juiz de Fora– UFJF, 2017.



Artigo

Projeto de criação de um simulador didático 3D de um laboratório de eletricidade

Daniel C. de C. Crisóstomo ¹, Erick A. G. de Oliveira ², Adriano A. F. de Moura ³

¹Ufersa; daniel.crisostomo@ufersa.edu.br

²Ufersa; erick.oliveira64338@alunos.ufersa.edu.br

³Ufersa; adrianoaron@ufersa.edu.br

Recebido: 11/04/2026;

Aceito: 15/07/2026;

Publicado: 15/07/2026;

Resumo: Este estudo apresenta a criação e avaliação de um simulador didático tridimensional baseado no Laboratório de Eletricidade e Medidas Elétricas de uma universidade, com o objetivo de apoiar o ensino de Lei de Ohm e circuitos série e paralelo em um ambiente virtual seguro e interativo. A proposta insere-se no contexto da ampliação do ensino remoto, intensificada pela pandemia de COVID-19, e da necessidade de reduzir riscos e custos em atividades práticas. O ambiente foi modelado na plataforma Unity 3D, com programação em C#, buscando replicar fielmente o laboratório físico e permitir medições e interações realistas. Testes funcionais foram realizados para verificar a coerência dos resultados simulados e a usabilidade do sistema. Adicionalmente, a avaliação com 40 alunos indicou alta aceitação da ferramenta, com mais de 84% relatando facilidade de uso e aproximadamente 90% avaliando positivamente o apoio ao aprendizado teórico. Os resultados também evidenciaram aumento na percepção de aprendizado e maior confiança no manuseio dos equipamentos após a utilização do simulador, especialmente quando associado à prática presencial. O simulador foi registrado como Programa de Computador no INPI. Conclui-se que a ferramenta constitui um recurso complementar promissor para a aprendizagem e para a preparação prévia às atividades laboratoriais presenciais.

Palavras-chave: Simulador 3D; Realidade Virtual; Ensino de Eletricidade.

Design and Development of a 3D Educational Simulator for an Electricity Laboratory

Abstract: This study presents the development of a three-dimensional educational simulator based on an Electrical Circuits and Measurements Laboratory, aiming to support the teaching of Ohm's Law and series and parallel circuits in a safe and interactive virtual environment. The proposal is framed within the context of the expansion of remote education, intensified by the COVID-19 pandemic, and the need to reduce risks and costs associated with practical activities. The environment was developed using Unity 3D, with C# programming, seeking to faithfully replicate the physical laboratory and enable realistic measurements and interactions. Functional tests were conducted to verify the consistency of the simulated results and the system's usability. Additionally, an evaluation involving 40 students indicated high acceptance of the tool, with over 84% reporting ease of use and approximately 90% positively assessing its contribution to theoretical learning. The results also showed an increase in perceived learning and greater confidence in handling laboratory equipment after using the simulator, especially when combined with hands-on practice. The simulator was registered as a Computer Program at the Brazilian National Institute of Industrial Property (INPI). It is concluded that the tool represents a promising complementary resource for learning and for prior preparation for in-person laboratory activities.

Keywords: 3D simulator; Virtual Reality; Teaching in electricity.

1. INTRODUÇÃO

O avanço das tecnologias digitais tem transformado significativamente os processos de ensino e aprendizagem, especialmente nas áreas das Ciências Exatas e Engenharias. Recursos computacionais como modelagem, simulação e ambientes imersivos ampliaram as possibilidades pedagógicas, permitindo que fenômenos complexos sejam explorados de maneira interativa e visual [1]. No ensino sobre os conceitos básicos em eletricidade, tais ferramentas contribuem para a superação de dificuldades conceituais historicamente associadas à abstração matemática e à dissociação entre teoria e prática.

A pandemia de COVID-19 intensificou esse movimento ao exigir a migração emergencial das atividades presenciais para o formato remoto, regulamentado por diversas instituições de ensino superior. Embora plataformas síncronas tenham viabilizado a continuidade das aulas teóricas, a realização de práticas laboratoriais tornou-se um desafio significativo, sobretudo em disciplinas que envolvem manipulação de componentes elétricos e instrumentos de medição. Nesse contexto, emergiu a necessidade de soluções que garantissem segurança, interatividade e manutenção dos objetivos pedagógicos. Em treinamentos que envolvem atividades de alta periculosidade, nas quais há riscos de lesões físicas, mortes, danos a equipamentos de elevado custo e até prejuízos à própria planta industrial, o uso de simuladores apresenta vantagens significativas. Esses recursos proporcionam maior segurança e controle durante o processo de aprendizagem, além de permitir a repetição das atividades quantas vezes forem necessárias, favorecendo a fixação do conteúdo. Adicionalmente, contribuem para a redução de custos associados a acidentes e danos operacionais [2].

Portanto, este trabalho tem como objetivo apresentar a criação de um simulador tridimensional por meio da plataforma Unity 3D, cuja estrutura é baseada no Laboratório de Eletricidade e Medidas Elétricas da UFERSA (Universidade Federal Rural do Semi-Árido), localizada na cidade de Mossoró/RN. No software, são propostos dois experimentos distintos, nos quais o usuário é conduzido às boas práticas laboratoriais conforme um roteiro previamente elaborado. Além disso, o simulador incorpora recursos didáticos que desafiam o estudante a realizar as atividades de forma correta, evitando erros que, em um ambiente físico com equipamentos reais, poderiam ocasionar riscos ao aluno e danos aos equipamentos.

2. SIMULADORES E REALIDADE VIRTUAL

Os simuladores virtuais têm se destacado como ferramentas de relevância crescente no campo da educação, proporcionando uma abordagem inovadora para o ensino e aprendizagem. Com o avanço da tecnologia e a crescente integração da informática no ambiente educacional, essas soluções virtuais vêm desempenhando um papel fundamental ao oferecer experiências imersivas e interativas, permitindo aos estudantes explorar e compreender conceitos complexos de forma prática e segura. Por meio dessas simulações, os educadores podem proporcionar um ambiente simulado que replica situações da vida real, abrindo caminho para uma aprendizagem mais envolvente e aplicada. Aqui, serão destacadas algumas destas ferramentas no contexto do ensino de Física e Engenharia.

Idealizado por [3], através do software GeoGebra, foi feita uma prática com o objetivo de ter uma melhor compreensão sobre um determinado assunto de Física, que se trata da criação de um simulador virtual sobre o movimento harmônico simples, sendo de fácil manipulação para ajustes desejados pelo usuário.

O software idealizado por [4] apresenta um sistema também feito no software GeoGebra, implementando simulação de associação de resistores e 1ª Lei de Ohm, além de possibilitar a realização de medições de tensão e corrente utilizando equipamentos semelhantes aos utilizados no laboratório físico.

O projeto PhET [5] desenvolveu mais de 80 simulações interativas, que vão desde tópicos da física com aplicações no mundo real, bem como também nas matérias de química, matemática, biologia e ciências da Terra. O seu grau de detalhamento e eficiência tem um custo: uma simples simulação requer vários meses para sua criação, tem entre 10000 e 20000 linhas de código e é testada por meio de entrevistas com estudantes.

Quando se fala na realidade virtual em um ambiente educativo, a menção ao ambiente virtual criado por [6] é relevante, no qual é possível que um professor ministre suas aulas e se comunique com os alunos; estes, por sua vez, podem interagir com o ambiente 3D para pôr em prática o que foi ensinado, sendo também capazes de manipular equipamentos que na realidade seriam muito perigosos.

Diante do panorama apresentado, é possível identificar lacunas que os simuladores existentes não atendem de forma satisfatória no contexto do ensino de eletricidade básica em cursos de engenharia. O PhET, embora amplamente utilizado, oferece simulações bidimensionais e esquemáticas, sem reproduzir o ambiente físico real de um laboratório. Simuladores como o Crocodile Physics e o Multisim focam na representação de circuitos elétricos em diagramas abstratos, não proporcionando ao estudante a familiaridade com o espaço físico, os equipamentos reais e as boas práticas laboratoriais. O ambiente virtual proposto por [6], por sua vez, é voltado para interação social e ministração de aulas, não sendo orientado à execução guiada de experimentos com feedback imediato sobre erros

procedimentais. O simulador desenvolvido no presente trabalho diferencia-se por reproduzir fielmente o ambiente físico do Laboratório de Eletricidade e Medidas Elétricas da UFERSA em três dimensões, conduzindo o estudante por um roteiro experimental estruturado, incorporando mecanismos deliberados de erro e feedback imediato, e simulando situações de risco — como sobrecarga de componentes — que não seriam replicáveis com segurança em laboratório real. Essa abordagem atende a uma necessidade específica não contemplada pelas ferramentas do estado da arte: a preparação procedimental e segura do estudante de engenharia para a prática laboratorial presencial.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia deste trabalho foi dividida em duas etapas. A primeira etapa compreendeu a construção do simulador, envolvendo o estudo prévio, a modelagem do ambiente, os testes funcionais e a concepção do ambiente de simulação, com o objetivo de trazer maior imersividade ao aluno, aliando engajamento e aprendizado em sua experiência. A segunda etapa tratou da mensuração da efetividade da ferramenta de aprendizado por meio da aplicação do simulador a alunos de diferentes turmas.

A primeira etapa teve duração de aproximadamente 10 meses e resultou em um projeto com cerca de 8.000 linhas de código em C#. O fluxo de desenvolvimento seguiu a seguinte sequência: (i) levantamento fotográfico e de dimensões do laboratório físico; (ii) modelagem tridimensional do ambiente e dos equipamentos utilizando o ProBuilder, ferramenta integrada ao Unity 3D; (iii) programação da lógica dos experimentos, dos mecanismos de feedback e das interações do usuário com o ambiente, realizada no Microsoft Visual Studio com linguagem C#; e (iv) compilação, testes funcionais e ajustes iterativos até a versão final do executável. Os formulários de avaliação — Pré-Laboratório e Pós-Laboratório — foram elaborados e disponibilizados digitalmente por meio da plataforma Google Forms, sendo respondidos pelos alunos em seus próprios dispositivos.

Para a execução do simulador, a configuração mínima recomendada é: sistema operacional Windows 10 (64 bits), processador dual-core de 2,0 GHz, 8 GB de memória RAM e 256 GB de armazenamento em SSD. Não é necessária placa de vídeo dedicada para a execução básica do simulador. O acesso ao simulador se dá por meio de um arquivo executável (.exe), sem necessidade de instalação de softwares adicionais pelo usuário final; basta executar o arquivo diretamente no computador.

O Unity foi o software selecionado para a criação do laboratório virtual. Desenvolvido por David Helgason, Nicholas Francis e Joachim Ante em 2005, o Unity é amplamente utilizado para a criação de jogos de diversos gêneros, como, por exemplo, jogos de aventura, como Cuphead; jogos de cartas, como Hearthstone; e jogos educativos, como o desenvolvido por [7]. A linguagem de programação C# é a adotada pelo Unity e foi a usada para a criação do projeto. Na construção e compilação dos scripts, é usado o Microsoft Visual Studio, plataforma onde são aceitas diversas linguagens, entre elas estão presentes JavaScript, Python, CSS, C#, entre outros tipos.

A modelagem dos objetos foi realizada de duas formas: a primeira foi captar objetos prontos, através de sites que tinham a opção de adquiri-los gratuitamente (citados no software); a segunda maneira foi a modelagem através do software ProBuilder, por ser um pacote fornecido pelo Unity, onde é possível a criação de peças dentro da plataforma, fazendo assim com que não seja preciso exportar de outro programa escolhido para a plataforma criadora de jogos. A modelagem do laboratório foi baseada tanto no roteiro da prática Lei de Ohm utilizado na disciplina de Eletricidade Básica, como também teve inspiração no local físico. Com relação ao roteiro, foi realizada uma visita nas cenas que compõem o simulador, onde iria-se encontrar informações sobre as necessidades para a realização do experimento, como por exemplo, os materiais que são necessários para a execução da prática, como os resistores, a protoboard, a fonte de alimentação CC e o multímetro, que foram modelados posteriormente a construção da estrutura do laboratório virtual.

A modelagem do laboratório objetiva fidedigna visualização dos seus componentes e ambiente físico, para maior familiaridade e imersão na experiência do simulador. Em se tratando do roteiro da Lei de Ohm, foi escolhido o Laboratório de Eletricidade e Medidas Elétricas, ilustrado na Figura 1. Lá, o aluno tem a completa estrutura física e de equipamentos que possibilitam a realização desta prática, como os multímetros, protoboards, resistores, fontes CC, entre outros.



FIGURA 1. Vista real do laboratório e bancada modelada no software

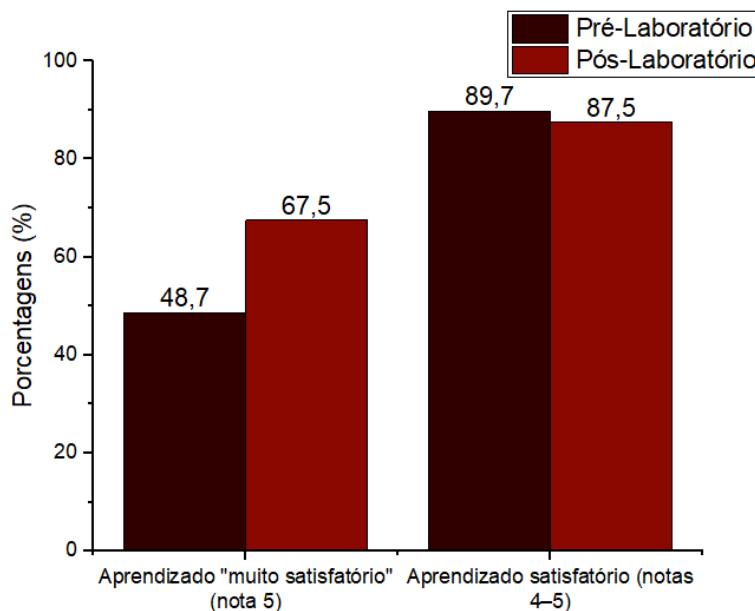
Para mensurar o impacto educacional do simulador, foram aplicados dois formulários (Apêndices A1 e A2) estruturados a alunos de disciplinas que, além de estudarem o conteúdo teórico pertinente, também realizariam a prática laboratorial presencial nas instalações da universidade. A Tabela 1 descreve o público-alvo da avaliação, enquanto o Gráfico 1 ilustra as diferenças dos resultados das questões repetidas nos cenários pré e pós laboratório.

TABELA 1. Turmas participantes da avaliação do simulador

<i>Turma</i>	<i>Nº de alunos</i>	<i>Período</i>
Eletrotécnica para Engenharia Mecânica	2	2022.1
Curso FIC – Eletricista de Sistemas Renováveis (ENERGIFE)	15	2022.2
Eletrotécnica para Engenharia Mecânica	8	2022.2
Eletrotécnica para Engenharia Mecânica	4	2023.1
Curso FIC – Eletricista de Sistemas Renováveis (ENERGIFE)	11	2026.1
Total	40	

Fonte: autoria própria

GRÁFICO 1. Resultados comparativos dos questionários pré e pós laboratório.



Fonte: autoria própria

O protocolo consistiu na aplicação de dois formulários distintos. O simulador foi utilizado pelos alunos no laboratório de informática da instituição, onde os computadores já se encontravam devidamente configurados com todos os softwares necessários instalados, dispensando a necessidade de instalação individual por parte dos estudantes. O Formulário Pré-Laboratório foi disponibilizado após o uso do simulador, antes da prática presencial, verificando a percepção dos alunos sobre usabilidade e aprendizado teórico. O Formulário Pós-Laboratório foi aplicado após a prática em laboratório real, identificando o impacto da experiência virtual na segurança e confiança ao manusear equipamentos reais. As respostas foram coletadas em escala de 1 a 5; questões binárias (Sim/Não) complementaram

R4EM, v. 8, n. 1, p.30-39 2026

DOI: <https://doi.org/10.21708/issn27635325.v8n1.al.15355.2026>

a caracterização do perfil dos participantes.

4. RESULTADOS

O simulador de atividades no laboratório de eletricidade, produto principal deste trabalho, está certificado como Programa de Computador Registrado sob processo N° BR512021002998-4 pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial (INPI), válido por 50 anos a partir de 1° de janeiro subsequente a data de 07/11/2021, em conformidade com o §2º, art. 2º da Lei 9.609, de 19 de fevereiro de 1998. O registro no INPI garante a autoria e os direitos patrimoniais dos desenvolvedores, mas não restringe o uso educacional da ferramenta. O simulador está disponível para uso por outras instituições de ensino mediante contato com os autores, visando contribuir com a popularização do ensino de eletricidade e com o estado da arte em simuladores educacionais.

4.1. Aspectos construtivos do simulador

O simulador foi concebido para replicar fielmente o Laboratório de Eletricidade e Medidas Elétricas, contemplando dois experimentos: a verificação experimental da Lei de Ohm e a análise de circuitos em série e em paralelo. A Figura 2 apresenta a tela inicial do ambiente virtual, a partir da qual o aluno acessa as opções de prática, navegação e controles do simulador. O ícone utilizado no botão "Iniciar" é o símbolo internacional de risco de choque elétrico, adotado de forma intencional como elemento temático que reforça o contexto do simulador — um laboratório de eletricidade — e alerta, desde o primeiro contato, para a natureza dos experimentos realizados e para a importância das boas práticas de segurança elétrica.



FIGURA 2. Tela inicial do simulador

Do ponto de vista pedagógico, o simulador incorpora três mecanismos deliberados de desafio ao estudante: (i) oferta de opções incorretas de posicionamento do resistor na protoboard, com feedback imediato e explicação do erro; (ii) inclusão de um resistor propositalmente defeituoso, cujos valores de medição divergem do esperado pela Lei de Ohm, simulando componente fora de tolerância; e (iii) simulação térmica de um resistor submetido a sobrecarga de corrente (25 V), com emissão de fumaça, replicando dano comum em laboratórios físicos. Esses elementos foram implementados em C# na plataforma Unity 3D e visam desenvolver a capacidade de diagnóstico e resolução de problemas práticos. As Figuras 3 e 4 ilustram as ações i, ii e iii em telas do simulador em funcionamento. A Figura 3 contempla os mecanismos i e ii (posicionamento incorreto e resistor defeituoso, ambos perceptíveis na tela de montagem da protoboard), enquanto a Figura 4 ilustra o mecanismo iii (resistor em sobrecarga). As ações i e ii foram agrupadas em uma única figura por ocorrerem na mesma interface do simulador:

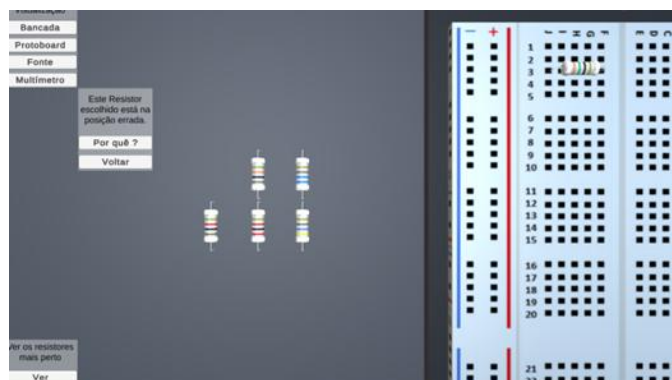


FIGURA 3. Posicionamento dos resistores na protoboard

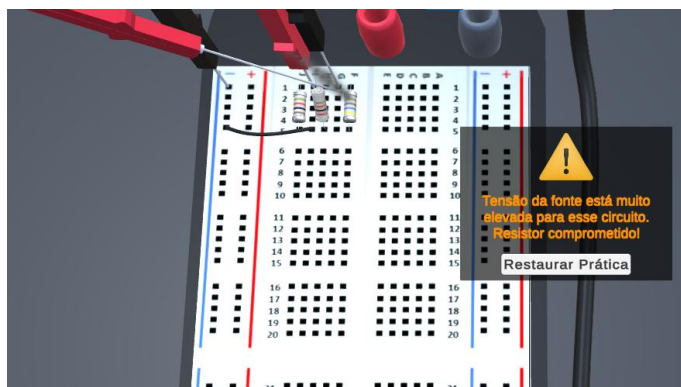


FIGURA 4. Resistor em sobrecarga, emitindo fumaça

A precisão das simulações foi validada pela consistência dos valores numéricos gerados. Para um resistor de $35\ \Omega$ submetido a uma tensão de $2,53\ \text{V}$, a corrente calculada pela Lei de Ohm é de $72,29\ \text{mA}$, valor compatível com o exibido no multímetro virtual dentro da tolerância de $\pm 5\%$, conforme ilustram as Figura 5(a) e 5(b). Os valores de resistência são gerados aleatoriamente nessa faixa a cada simulação, garantindo variabilidade e realismo.

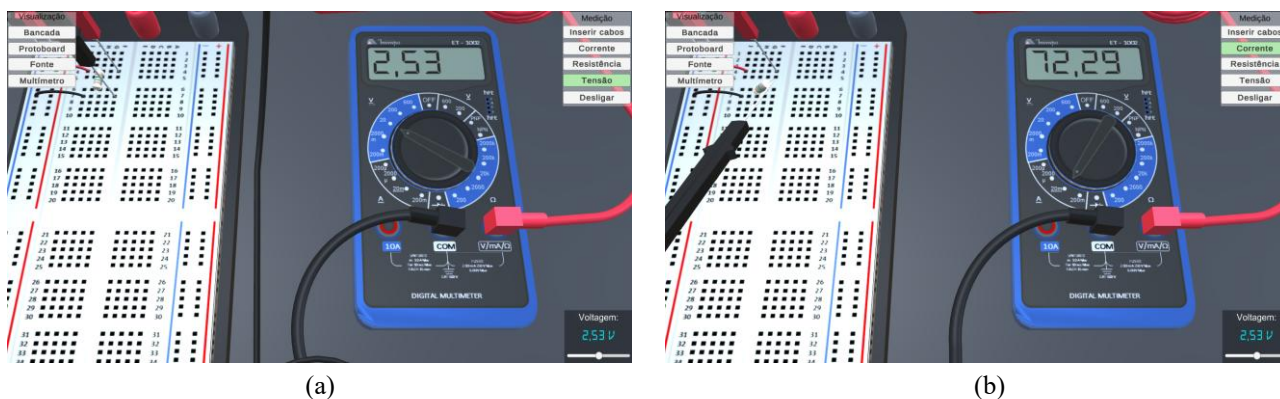


FIGURA 5. a) medição de tensão; b) medição de corrente

4.2. Impacto educacional: análise dos questionários

Dos 40 alunos participantes (de um total de aproximadamente 52 alunos matriculados nas turmas envolvidas), 33 (84,6%) relataram experiência com jogos de simulação 3D e 21 (53,8%) já haviam utilizado simuladores para fins educacionais, indicando boa aptidão do público-alvo para a interação com a ferramenta. Quanto à usabilidade, 23 alunos (59%) relataram nenhuma dificuldade (nota 1 na escala de 1 a 5) e 10 (25,6%) dificuldade leve (nota 2), totalizando 84,6% com facilidade de uso. Apenas 1 aluno atribuiu nota máxima de dificuldade (nota 5).

No que tange ao aprendizado do conteúdo teórico, avaliado antes da prática presencial, os resultados foram expressivos: 19 alunos (48,7%) atribuíram nota 5 (“muito satisfatório”) e 16 (41%) nota 4, perfazendo 89,7% dos participantes com avaliação positiva (notas 4 ou 5). Nenhum aluno pontuou abaixo de 3. Adicionalmente, 37 alunos (97,4%) manifestaram interesse em participar de outras práticas em ambiente 3D, evidenciando alta aceitação da metodologia.

4.2.1. Formulário Pós-Laboratório

Após a prática presencial, os alunos responderam ao segundo questionário. Quanto à importância da similaridade entre o ambiente virtual e o laboratório físico, 26 alunos (65%) atribuíram nota 5 (“muito importante”) e 9 (22,5%) nota 4, totalizando 87,5% com avaliação positiva. Esse resultado corrobora a decisão de modelar o ambiente com alta fidelidade ao laboratório físico real.

Sobre a segurança e confiança no manuseio dos equipamentos após o uso do simulador, 21 alunos (52,5%)

escolheram nota 5 (“muito mais confiança e segurança”) e 14 (35%) nota 4, com 87,5% dos participantes reportando melhora significativa. Apenas 5 alunos atribuíram nota 3, e nenhum pontuou abaixo disso.

A questão referente ao aprendizado teórico, repetida no pós-laboratório para fins comparativos, revelou avanço notável: o percentual de nota 5 subiu de 48,7% para 67,5%, enquanto o de nota 4 recuou de 41% para 20%. Isso indica que a combinação sequencial do simulador com a prática presencial é mais eficaz do que cada experiência de forma isolada, em alinhamento com abordagens de aprendizagem ativa [5]. A Tabela 2 sintetiza os principais resultados comparativos entre os dois questionários.

TABELA 2. Resultados comparativos dos questionários pré e pós laboratório.

<i>Indicador</i>	<i>Pré-Laboratório</i>	<i>Pós-Laboratório</i>
Aprendizado "muito satisfatório" (nota 5)	48,7%	67,5%
Aprendizado satisfatório (notas 4–5)	89,7%	87,5%
Confiança no manuseio (notas 4–5)	-	87,5%
Similaridade virtual/real (notas 4–5)	-	87,5%
Interesse em mais práticas 3D	97,4%	-

Fonte: autoria própria

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou a criação e a avaliação de um simulador didático 3D de laboratório de eletricidade básica, construído na plataforma Unity 3D com programação em C#, e registrado junto ao INPI como Programa de Computador (processo Nº BR512021002998-4). O simulador modela fielmente o laboratório físico e oferece dois experimentos: verificação da Lei de Ohm e análise de circuitos em série e paralelo.

Os questionários aplicados a 40 alunos de cinco turmas demonstraram impacto positivo do simulador. Antes da prática presencial, 89,7% dos alunos avaliaram o aprendizado proporcionado pelo simulador com nota 4 ou 5 (escala Likert de 1 a 5). Após a prática laboratorial física, o percentual com nota máxima subiu de 48,7% para 67,5%, sugerindo que a combinação sequencial das duas experiências é mais eficaz do que cada uma isoladamente. Com relação à segurança no manuseio dos equipamentos reais, 87,5% relataram maior confiança após o uso do simulador, validando seu objetivo central de preparação prévia e segura para a atividade presencial.

A alta fidelidade do ambiente virtual ao físico, ressaltada por 87,5% dos participantes como muito importante ou importante, confirma a relevância da decisão de modelar o espaço com base no local real. Os elementos pedagógicos deliberados — resistor defeituoso, feedback de posicionamento incorreto e simulação de dano por sobrecarga — mostraram-se eficazes para expor o aluno a situações próximas das encontradas em laboratórios reais, sem os riscos associados.

Como limitação do estudo, destaca-se o tamanho reduzido da amostra ($n = 40$), distribuída em diferentes períodos letivos, o que restringe a generalização dos resultados. Trabalhos futuros devem ampliar a amostra, incluir grupos de controle e adotar instrumentos padronizados para análise estatística mais robusta. Novos módulos experimentais podem ser incorporados ao simulador, expandindo sua cobertura para outros conteúdos da engenharia elétrica.

AGRADECIMENTOS

Registra-se o agradecimento ao Núcleo de inovação Tecnológica (NIT) da Universidade Federal Rural do Semi-Árido pelo suporte na certificação do projeto junto ao INPI.

REFERÊNCIAS

- [1] Fiolhais, Carlos; TRINDADE, Jorge. Física no computador: o computador como uma ferramenta no ensino e na aprendizagem das ciências físicas. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v. 25, p. 259-272, 2003.
- [2] SANTOS, Fernando Kayro Pereira dos; RAMOS, Jordan Gabriel Lemes; MATSUEDA, Lucas Carvalho Oliveira. Uso de simuladores como alternativa de treinamento. *Repositório Institucional da Faculdade Alfa Unipac*, 2020. Disponível em:

https://repositorio.alfaunipac.com.br/publicacoes/2020/558_uso_de_simuladores_como_alternativa_de_treina_mento.pdf. Acesso em: 30 jun. 2024. Autor, A.B. Título do Capítulo. In: Editor, E. (Ed.). Título do Livro. Local: Editora, Ano. p. xx-yy.

- [3] SOARES, Antonio Augusto; GUERREIRO, Luis Gustavo Jayme. Laboratório virtual para o ensino da 1ª Lei de Ohm e associação de resistores. Revista Brasileira de Ensino de Ciência e Tecnologia, v. 13, n. 1, 2020.
- [4] SOARES, Antonio Augusto; GUERREIRO, Luis Gustavo Jayme. Laboratório virtual para o ensino da 1ª Lei de Ohm e associação de resistores. Revista Brasileira de Ensino de Ciência e Tecnologia, v. 13, n. 1, 2020.
- [5] Wieman, Carl E.; ADAMS, Wendy K.; PERKINS, Katherine K. PhET: Simulations that enhance learning. Science, v. 322, n. 5902, p. 682-683, 2008.
- [6] Aydogan, Hakan et al. 3D virtual classroom environment for teaching renewable energy production and substation equipment. International Journal of Electrical Engineering Education, v. 48, n. 3, p. 294-306, 2011
- [7] Henriques, Horácio BM et al. Léo & Maya: um jogo para auxiliar no ensino de pensamento computacional. In: Anais Estendidos do XX Simpósio Brasileiro de Jogos e Entretenimento Digital. SBC, 2021. P. 705-708.
- [8] UNITY TECHNOLOGIES. Unity 3D. Versão 2020.3. San Francisco: Unity Technologies, 2020. Disponível em: <https://unity.com>. Acesso em: 30 jun. 2024.
- [9] UNITY TECHNOLOGIES. ProBuilder. Disponível em: <https://unity.com/features/probuilder>. Acesso em: 30 jun. 2024.
- [10] MICROSOFT. Visual Studio. Disponível em: <https://visualstudio.microsoft.com>. Acesso em: 30 jun. 2024.

APÊNDICE A1

Questionário do uso do Simulador de Laboratório de Eletricidade (pré laboratório)

Este questionário deve ser utilizado antes da prática ser realizada em um laboratório físico.

1. Você já jogou algum jogo de simulação 3D em que você controla um personagem?

Marcar apenas uma oval.

- ☐ Sim
☐ Não

2. Você sentiu dificuldades no uso do simulador?

Marcar apenas uma oval.

- 1 2 3 4 5
Nen ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ Muita dificuldade

3. Você já utilizou algum simulador 3D para fins educacionais?

Marcar apenas uma oval.

- ☐ Sim
☐ Não

-
4. Em termos de rendimento, o quanto você aprendeu em relação ao conteúdo teórico?

Marcar apenas uma oval.

- 1 2 3 4 5
Muit ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ Muito satisfatório

5. Você gostaria de realizar outras práticas laboratoriais utilizando uma simulação em ambiente 3D?

Marcar apenas uma oval.

- ☐ Sim
☐ Não

Formulário Questionário do uso do Simulador de Laboratório de Eletricidade (pós laboratório)

Este questionário deve ser utilizado após da prática ser realizada em um laboratório físico.

1. Quão importante é a similaridade do ambiente virtual em relação ao real?

Marcar apenas uma oval.

1 2 3 4 5

Indi ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ Muito importante

2. Quão mais seguro você se sentiu ao manusear os equipamentos do laboratório após a simulação?

Marcar apenas uma oval.

1 2 3 4 5

Não ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ Tive muito mais confiança e segurança

3. Em termos de rendimento, o quanto você aprendeu em relação ao conteúdo teórico?

Marcar apenas uma oval.

1 2 3 4 5

Mui ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ Muito satisfatório



Artigo

Determinação da distância de ponto em falta em linha de transmissão trifásica

Gabriel Ternus Gilioli ^[1]

^[1] Universidade Comunitária da Região de Chapecó; Gabrielgilioli03@gmail.com

Recebido: 14/04/2026;

Aceito: 29/06/2026;

Publicado: 15/07/2026;

Resumo: A estabilidade de sistemas elétricos é diretamente dependente do funcionamento constante das linhas de transmissão, que interligam matrizes geradoras e centros consumidores. No caso de uma falha, é imprescindível uma metodologia adequada para determinar onde a falta ocorreu, propiciando ações de manutenção de maneira eficaz. Dessa forma, o presente artigo propõe um método capaz de localizar faltas a partir de dados de dois relés de medição em linhas de transmissão trifásicas simuladas, nas quais se considera o modelo distribuído de linhas de transmissão, juntamente com um método iterativo para modelagem. As simulações foram realizadas em MATLAB/Simulink. Os resultados mostraram que o método desenvolvido se manteve preciso em testes com diferentes tipos de falta, e alterações nas características da linha, tendo acurácia inferior apenas quando fora submetido a um modelo de linha assimétrico.

Palavras-chave: Linhas de Transmissão; Localização de Faltas; Modelo de Parâmetros Distribuídos; Proteção de Sistemas Elétricos; Redes de Sequência.

Fault distance determination in a three-phase transmission line

Abstract: The stability of electrical power systems directly depends on the continuous operation of transmission lines, which interconnect generation sources and load centers. In the event of a fault, an appropriate methodology to determine its location is essential to facilitate effective maintenance actions. Therefore, this paper proposes a method capable of locating faults using data from two measurement relays in simulated three-phase transmission lines, considering the distributed parameter line model alongside an iterative modeling approach. The simulations were performed in the MATLAB/Simulink environment. The results demonstrated that the developed method remained accurate across tests involving different fault types and variations in line characteristics, yielding lower accuracy only when applied to an asymmetrical line model.

Key-words: Transmission Lines; Fault Location; Distributed Parameter Model; Power System Protection; Sequence Networks.

1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro é composto de diversas matrizes geradoras e consumidoras, entre as quais as linhas de transmissão são os elementos responsáveis pela conexão elétrica através de longas distâncias. No Brasil, a maior delas é a de Xingu-Rio, que, de acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica, conta com aproximadamente 2.518 quilômetros de extensão, conectando a subestação Xingu em Anapu, no Pará, ao Terminal Rio em Paracambi, no Rio de Janeiro [1].

Porém, como qualquer elemento do sistema elétrico, elas não estão isentas de falhas. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico, em 2023 as principais causas de perturbações em Linhas de Transmissão foram: condições meteorológicas adversas, queimadas, vegetação, equipamentos e acessórios, e falhas humanas [2]. Tais fatores, em suma, ocasionam a remoção temporária da linha, causando desabastecimento de parte do sistema elétrico, podendo evoluir até sua totalidade. No caso da ocorrência de uma falta, é essencial a disponibilidade de um projeto capaz de isolá-la e continuar suprindo a demanda, sem comprometer o restante do sistema.

O equipamento capaz de detectar faltas é o relé de proteção, que monitora constantemente a tensão e corrente de cada fase da linha de transmissão, e a partir disso, é capaz de agir sobre ela, enviando solicitação de abertura dos disjuntores, visando isolar o ponto em falha, protegendo assim o restante do sistema. Para tal, existem diversos métodos de proteção de distância, entre os quais, o mais simples deles consiste na medição do equivalente do sistema antes e durante a ocorrência da falta, sendo obtida a partir da tensão e corrente informadas pelos transformadores de instrumentação ao relé. Esta, por fim, é comparada à impedância conhecida da linha e, caso a impedância de falta seja menor que a da linha, a proteção é acionada. Essa ação aplica o conceito de seletividade, isolando o trecho falho, permitindo a operação do restante do sistema elétrico [3].

Apesar de sua ampla aplicação em cenários reais, o sistema de proteção descrito tem a atuação limitada ao isolamento da linha de transmissão em falha. Consequentemente, carece da capacidade de prover informações estratégicas à concessionária, visando a ações futuras de reintegração da linha à rede elétrica. Nesse contexto, é de suma importância o conhecimento da distância relativa da falta ao equipamento de medição, informação essa crucial para orientar o trabalho da equipe de campo, propiciando uma ação rápida e efetiva no reparo da linha. Dessa forma, com sistemas capazes de isolar a linha e informar a localização do problema, o sistema elétrico na totalidade se torna mais seguro e estável.

Este artigo procura elaborar um algoritmo de dois terminais para representar uma linha de transmissão de forma iterativa, utilizando conceitos de redes de sequência e circuitos elétricos para estimar valores de tensão e corrente em qualquer ponto da linha. E tal modelo será aplicado à resolução de sistemas em curto, com intuito de estimar a distância da falha em relação aos equipamentos de medição. O equacionamento foi desenvolvido e implementado em um *software* de simulação no ambiente MATLAB/Simulink.

A metodologia é elaborada de forma que, na Seção 2, a partir da análise de uma linha de transmissão modelo (parâmetros distribuídos), é estabelecido um equacionamento capaz de determinar a tensão em um ponto qualquer da linha, e consequentemente, ao aplicá-lo para dados de dois terminais distintos, é possível determinar a distância até a falta. Na Seção 3, o modelo desenvolvido é simulado, visando aplicar o algoritmo em diferentes situações de operação, com intuito de visualizar seu comportamento tanto em situações usuais quanto em adversas. Já na Seção 4, apresentam-se as conclusões no que tange à aplicabilidade e às limitações do método desenvolvido.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

O algoritmo de dois terminais utiliza dados provenientes de sistemas de medição alocados em ambas as extremidades da linha de transmissão, como é representado pela Figura 1. Esse método se demonstra mais preciso quando comparado com aqueles que se baseiam em medições de terminal único, uma vez que sua formulação desconsidera a influência de impedâncias de falta, e reduz o impacto da assimetria da linha no cálculo da distância de falta. Além disso, ele também permite que não seja necessário conhecer especificidades dos elementos fora do espaço estipulado, de forma que condições externas como flutuações nos geradores não reduzem a precisão do algoritmo [4].

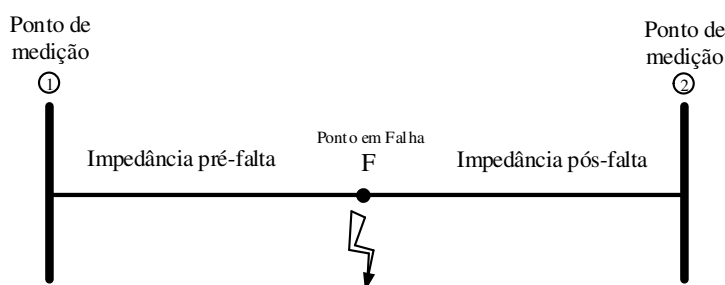


Figura 1: Modelo de dois terminais simplificado. Fonte: Autoria própria.

Tendo definido o modelo base, também é preciso definir quais informações estarão disponíveis para a resolução do problema. Para isso, além dos dados de tensão e corrente obtidos pelos sistemas de medição descritos, com a corrente medida na direção barra à linha, também são conhecidas as informações construtivas da linha de transmissão, sendo elas a distância total em quilômetros (Dt), a impedância série por quilômetro (Z_{km}) e a capacitância shunt por quilômetro (C_{km}). Tais dados são posteriormente utilizados para obter a distância (D) da barra 1 até o ponto em falta.

A geometria de linhas de transmissão aéreas sempre implica um sistema assimétrico, o qual não poderia ser estudado por meio de um circuito equivalente de sequência positiva. A possibilidade de tornar a linha simétrica, por exemplo, através de transposições de fases, nem sempre é viável. De qualquer forma, é bem conhecido que as aproximações introduzidas ao tratar a linha como perfeitamente simétrica são totalmente aceitáveis como uma primeira orientação [5].

Dessa forma para a modelagem, a linha de transmissão será analisada a partir de redes de sequência, as quais permitem representar um sistema desequilibrado a partir de três sistemas equilibrados. Para tal, serão consideradas as relações fundamentais de sistemas de potência, vistas em [6], as quais definem que é possível obter o fasor tensão de qualquer fase (V_a , V_b e V_c) segundo a soma de seus componentes simétricos, como apresentado pela Eq. (1). Este, por sua vez, pode ser representado pela tensão de uma fase específica, tal qual a fase A (V_{a0} , V_{a1} e V_{a2}), caso compensado o seu defasamento angular (α), descrito como um valor unitário, com defasamento de 120 graus, como demonstra a Eq. (2).

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (1)$$

$$V_b = V_{a0} + \alpha^2 V_{a1} + \alpha V_{a2} \quad (2)$$

O sistema trifásico composto pelas fases A, B e C pode ser representado matricialmente, fazendo uma relação direta entre os fasores de tensão e os componentes simétricos ao aplicar o conceito de equivalente monofásico, como na Eq. (3), na qual a matriz que multiplica o vetor de sequências pode ser simplificada como uma matriz T . Como a expressão é inversível, possibilita-se obter os vetores tensão e corrente de sequência a partir das tensões e correntes de fase nos pontos de interesse. Ao utilizar as componentes de sequência, é possível simplificar o modelo trifásico, em um monofásico de sequência específica.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Ao longo do artigo, as grandezas de tensão, corrente e impedância utilizadas na formulação dos métodos referem-se exclusivamente aos valores de sequência positiva, de modo a simplificar a notação e evitar repetições desnecessárias.

2.1. Modelagem da Linha de Transmissão

Os modelos a parâmetros distribuídos consideram a natureza distribuída das grandezas elétricas ao longo da linha, sendo cada elemento infinitesimalmente pequeno, conferindo maior rigor à representação [7].

Na Figura 2 está representada uma seção da linha aplicando o modelo de parâmetros distribuídos. Em acordo com conceitos de linha de transmissão, a forma de onda da tensão e corrente em qualquer posição e instante de tempo na linha de transmissão depende dos parâmetros (resistência, indutância, capacitância e a condutância de isolamento G) [8].

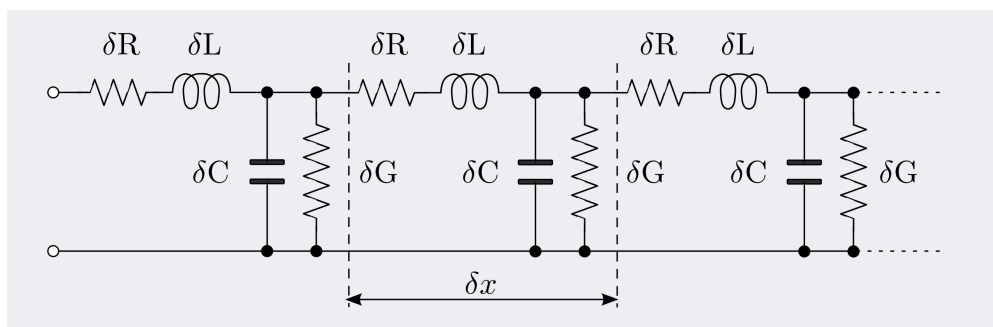


Figura 2: Modelo de Parâmetros Distribuídos. Fonte <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=122641076>

É comum que, a partir do modelo de parâmetros distribuídos, sejam feitas análises utilizando equações diferenciais, resultando em funções hiperbólicas para modelagem da linha, como pode ser visto em [9]. Porém, cumprindo a proposta do trabalho, o equacionamento para obter tensão e corrente em qualquer ponto da linha será feito de modo iterativo, a partir de uma aproximação do modelo de parâmetros distribuídos, em que o número de ramificações é limitado para um valor n , para o exemplo de um $n = 2$, existem duas ramificações de impedância shunt, e três elementos série, como pode ser visto pela Figura 3. Para o caso de $n = 3$, é adicionada uma ramificação shunt, e um componente série ao sistema, conforme visto na Figura 4.

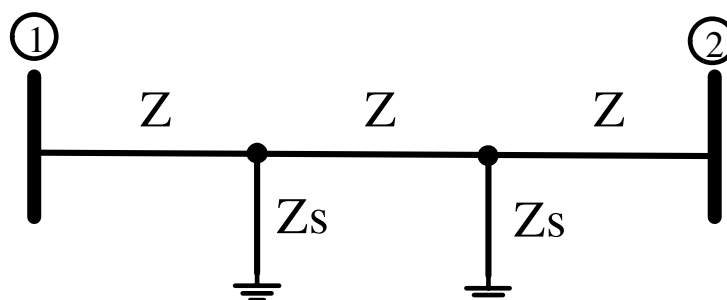


Figura 3: Modelo infinitesimal com $n = 2$. Fonte: Autoria própria.

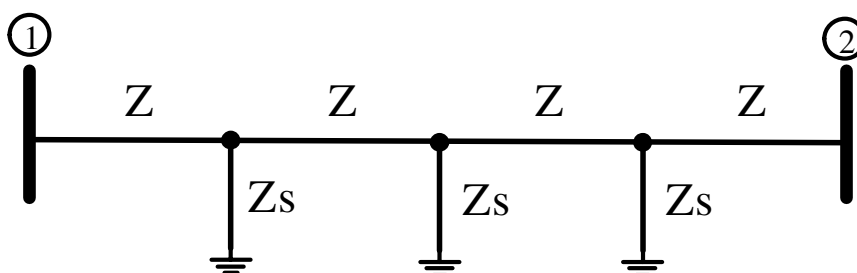


Figura 4: Modelo infinitesimal com $n = 3$. Fonte: Autoria própria.

Uma linha de transmissão tem seus parâmetros distribuídos uniformemente ao longo de seu comprimento. Portanto, para que a natureza distribuída das constantes seja considerada, é necessária a utilização de modelos matemáticos [10]. Dessa forma, é possível escrever os valores Z e Z_s em referência à distância D . Sabe-se que Z pode ser escrito como a impedância total de 1 até 2, dividida pelo valor $n + 1$, como está na Eq. (4). Quanto à impedância shunt, será tratada como puramente capacitiva, por se tratar de um valor em $pu \cdot km$ que, quanto menor for a distância, maior o valor da impedância, o valor é dividido por D , e multiplicado por n como mostra a Eq. (5). Assume-se n como um valor natural diferente de zero.

$$Z = \frac{D Z_{km}}{n + 1} \quad (4)$$

$$Z_s = \frac{n Z_{s km}}{D} \quad (5)$$

Em seguida, serão feitas análises para circuitos com diferentes valores de n , com o intuito de encontrar um padrão que resolva para um valor n qualquer. Assim, são definidas as variáveis a ser úteis em qualquer circuito analisado. Será denominada de V_{B1} a tensão encontrada na barra 1, e V_{B2} a encontrada na barra 2. Em relação às tensões em cada nó, elas serão denominadas de V_1 até V_n , com numeração sentido barra 1–2. Por exemplo, para um $n = 3$ (Figura 4), as tensões em cada nó, são da esquerda para direita, escritas como V_1 , V_2 e V_3 .

Também serão definidas as correntes que passam por cada impedância Z , como sendo uma corrente I , com numeração de 1 até n , seguindo o mesmo padrão das tensões nos nós, de maneira que, saindo da barra 1, existe uma corrente I_{B1} , após o primeiro nó, segue uma corrente I_1 , e assim por diante, até a barra 2. Para o exemplo de $n = 3$, as correntes que atravessam cada impedância Z são escritas como I_{B1} , I_1 , I_2 e I_3 .

Para definir as correntes que percorrem as impedâncias Z_s , indicam-se valores I_s , numerados de 1 até n , com o mesmo sentido das variáveis anteriores, sendo 1 aquela a passar pela primeira derivação, e I_n a atravessar a última. De modo a, com o exemplo de $n = 3$ as correntes que atravessam Z_s são, I_{s1} , I_{s2} e I_{s3} . Ao utilizar as variáveis estabelecidas, podemos visualizar pela Figura 5 um esquema de $n = 3$ com todas as variáveis úteis atribuídas e localizadas no sistema.

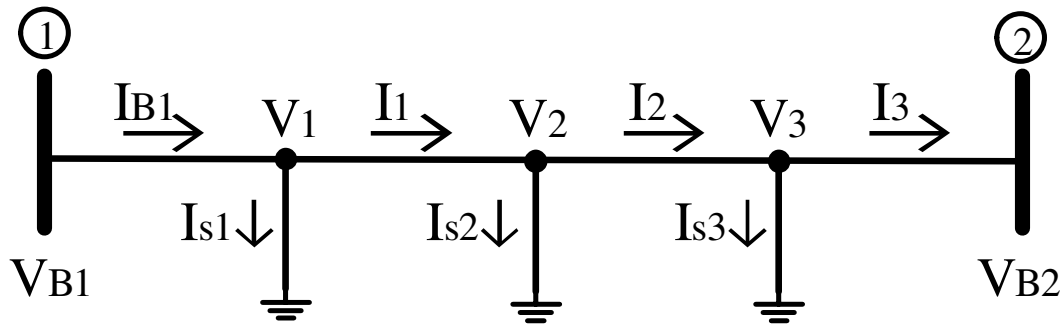


Figura 5: Modelo infinitesimal com $n = 3$ e definição de variáveis. Fonte: Autoria própria.

A partir das variáveis estipuladas, é possível elaborar equações capazes de descrever a tensão na barra 2, em função da tensão e corrente da barra 1 (V_{B1} e I_1). Primeiramente formulando equações que resolvam o circuito de $n = 3$. Essas equações são elaboradas a partir de conceitos simples de circuitos elétricos, como lei de Ohm, e leis de Kirchhoff, aplicados às redes de sequência, conceitos esses amplamente abordados em [11].

$$V_1 = V_{B1} - I_{B1} Z \quad V_2 = V_1 - I_1 Z \quad V_3 = V_2 - I_2 Z \quad (6)$$

$$I_{s1} = \frac{V_1}{Z_s} \quad I_{s2} = \frac{V_2}{Z_s} \quad I_{s3} = \frac{V_3}{Z_s} \quad (7)$$

$$I_1 = I_{B1} - I_{s1} \quad I_2 = I_1 - I_{s2} \quad I_3 = I_2 - I_{s3} \quad (8)$$

Analisando as equações, nota-se a existência de um padrão para as variáveis do sistema. Este por sua vez, pode ser expresso, em novas equações, dependentes do valor n .

$$V_n = V_{n-1} - I_{n-1} Z \quad n \in \mathbb{Z}, n \geq 2 \quad (9)$$

$$I_{s_n} = \frac{V_n}{Z_s} \quad n \in \mathbb{Z}, n \geq 1 \quad (10)$$

$$I_n = I_{n-1} - I_{s_n} \quad n \in \mathbb{Z}, n \geq 2 \quad (11)$$

Tendo as fórmulas para o n -ésimo valor, é possível estabelecer que, a tensão na barra 2, pode ser escrita como V_{n+1} , e ao aplicar a fórmula da tensão, como demonstra a Eq. (9), percebe-se que a variável V_{B2} depende de todas as tensões anteriores, e por suas partes, dependem das correntes e impedâncias. Portanto, é necessário para obter o valor desejado, resolver as equações para todos os valores de 1 até n .

Para tornar a opção viável, basta sintetizar o método, de maneira a cumprir um passo a passo. Este se inicia ao inserir os valores conhecidos, de V_{B1} e I_{B1} (Tensão e correntes presentes na barra 1). Seguindo, define-se V_1 , como mostra a Eq. (6), em sequência, faz-se o mesmo para I_{s1} pela Eq. (10), e por fim, para I_1 , Eq. (11). Tendo definidos os valores para $n = 1$, é possível continuar o método, aplicando as fórmulas dependentes de n , seguindo a mesma ordem apresentada ($V_n - I_{s_n} - I_n$).

A metodologia descrita pode ser codificada em um ambiente computacional como o MATLAB por meio de um laço *for*. Este calcula os valores de tensão e corrente iterativamente, gerando vetores com os dados de todos os pontos especificados. Obtém-se, assim, um modelo capaz de estimar essas grandezas elétricas em qualquer ponto do sistema. Como o objetivo principal é determinar a tensão, basta executar o laço até o nó V_{n+1} , conforme estipulado anteriormente.

Tal sistema possui suas limitações, sendo a principal delas a dificuldade do programa em gerar resultados para valores de n elevados (quanto maior o valor de n mais preciso tende a ser o resultado), afinal, o laço descrito precisa resolver todos os valores de 1 até n , simplificando tudo para as variáveis conhecidas (V_{B1} , I_{B1} , Z , Z_s). Para minimizar o poder computacional necessário, e aumentar o valor de n que pode ser trabalhado, será feita uma análise a partir dos resultados obtidos com diferentes valores de n , com intuito de gerar uma fórmula capaz de encontrar a tensão V_{B2} de maneira direta.

Assim, são geradas 3 equações pelo código desenvolvido, atribuindo n com valores de 2 até 4, sendo feitas simplificações nos resultados com intuito de facilitar a observação dos padrões, evidenciando a tensão V_{B2} em função das variáveis de tensão, corrente e impedâncias conhecidas. Como mostram as equações Eq. (12), Eq. (13) e Eq. (14).

$$V_{B2} = \frac{V_{B1}(Z^2 + 3Z Z_s + Z_s^2) - I_{B1} Z (Z^2 + 4Z Z_s + 3Z_s^2)}{Z_s^2} \quad n = 2 \quad (12)$$

$$V_{B2} = \frac{V_{B1}(Z^3 + 5Z^2 Z_s + 6Z Z_s^2 + Z_s^3) - I_{B1} Z (Z^3 + 6Z^2 Z_s + 10Z Z_s^2 + 4Z_s^3)}{Z_s^3} \quad n = 3 \quad (13)$$

$$V_{B2} = \frac{V_{B1}(Z^4 + 7Z^3 Z_s + 15Z^2 Z_s^2 + 10Z Z_s^3 + Z_s^4) - I_{B1} Z (Z^4 + 8Z^3 Z_s + 21Z^2 Z_s^2 + 20Z Z_s^3 + 5Z_s^4)}{Z_s^4} \quad n = 4 \quad (14)$$

Nota-se que as equações desenvolvidas compreendem uma fração, na qual o denominador representa a impedância shunt (Z_s) elevada ao grau n . Quanto ao numerador, é composto de 2 elementos, um sendo a tensão V_{B1} , multiplicada a um polinômio com graus de Z e Z_s . O segundo elemento, que está sendo subtraído, representa a corrente na barra 1 (I_{B1}) multiplicada pela impedância série (Z), este por sua vez, está multiplicando outro polinômio, com diferente lei de formação, porém, com os mesmos graus e variáveis do anterior.

Para definir a lei de formação dos polinômios, basta constatar a sua semelhança com as equações obtidas a partir da aplicação do Binômio de Newton, indicando que o uso de combinações nas fórmulas podem gerar o resultado esperado. Dessa forma ao aplicar a fórmula da combinação simples para os valores obtidos nas equações, foi possível obter coeficientes binomiais generalizados, sendo encontrados como $\binom{2n-k}{k}$ para o termo que multiplica V_{B1} e $\binom{2n-k+1}{k}$ para o referente a I_{B1} . Isso possibilita formar uma expressão geral capaz de determinar a tensão na barra 2 (V_{B2}), de maneira direta, dependente do valor n , como é mostrado pela Eq. 15.

$$V_F = \frac{1}{Z_s^n} \left[V_{B1} \sum_{k=0}^n \binom{2n-k}{k} Z^{n-k} Z_s^k - I_{B1} Z \sum_{k=0}^n \binom{2n-k+1}{k} Z^{n-k} Z_s^k \right] \quad (15)$$

2.2. Aplicação do Modelo para Determinar o Ponto em Falta

O princípio utilizado para resolução do problema se baseia no método desenvolvido em [12], o qual trabalha com os dados de tensão e corrente de ambas as barras para determinar um ponto da linha, no qual a tensão equacionada se iguala. Partindo pela Figura 1, o ponto F representa um ponto comum para ambas as barras, em que, a partir dos dados individuais de cada barra, são aplicadas as equações para encontrar a tensão no ponto F, e consequentemente a distância (D) até o ponto em falta.

Então, ao invés de utilizar a fórmula desenvolvida na Eq. (15) para determinar V_{B2} , supõe-se a existência de um ponto em falta F , e um modelo equivalente da linha referente a cada barra. Sendo que, entre a barra 1 e o ponto em falta, existe uma distância D , e entre a barra 2 e o ponto em falta, uma distância D' , o mesmo padrão de nomenclatura é aplicado para as impedâncias. Assim a fórmula elaborada será utilizada para calcular a tensão no ponto F , supondo n derivações antes do ponto em falta, e n após o ponto em falta, como mostra a Figura 6.

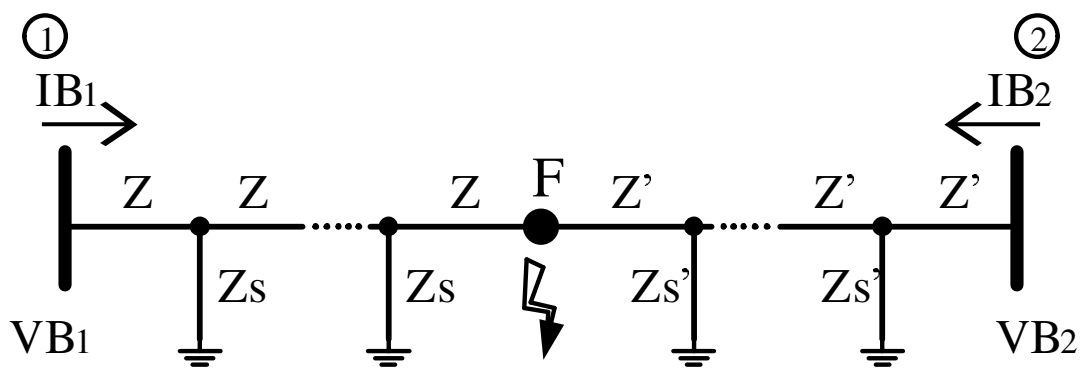


Figura 6: Modelo infinitesimal com ponto em falta. Fonte: Autoria própria.

Como fora estipulado, tanto os valores de impedância série e shunt por quilômetro quanto a distância total da linha são conhecidos. Dessa forma, é possível definir a distância de F até a barra 2, como sendo a total da linha (Dt) subtraindo a da barra 1 até F (D). Como ainda existem valores desconhecidos em cada equação (Impedâncias e V_F), primeiramente deve-se substituir as equações Eq. (4) e Eq. (5) na Eq. (15). De forma que, a tensão V_F é definida a partir da distância D . Quanto à equação do ponto em falta referente à barra 2, deve-se substituir as Eq. (16) e Eq. (17) em Eq. (18), com o mesmo intuito de reduzir variáveis desconhecidas.

$$Z' = \frac{(Dt - D) Z_{km}}{n + 1} \quad (16)$$

$$Zs' = \frac{n Zs_{km}}{Dt - D} \quad (17)$$

$$V_F = \frac{1}{Zs'^n} \left[V_{B2} \sum_{k=0}^n \binom{2n-k}{k} Z'^{n-k} Zs'^k - I_{B2} Z' \sum_{k=0}^n \binom{2n-k+1}{k} Z'^{n-k} Zs'^k \right] \quad (18)$$

Após feitas as substituições é possível igualar as equações Eq. (15) e Eq. (18), com intuito de isolar a variável D , e consequentemente, resolver a equação resultante, possibilitando obter um valor numérico para a distância. Em concordância com o Teorema Fundamental da Álgebra, pode-se afirmar que, para valores elevados de n , existirão diversas possíveis soluções complexas para D . Dessa forma, é necessário filtrar os resultados, para tal, o valor da distância encontrada deve estar entre 0 e a total da linha (Dt). Caso exista mais de um valor capaz de cumprir tal requisito, o valor utilizado como resposta, deve ser aquele que possui o menor coeficiente imaginário.

2.3. Elaboração da Simulação

Para o desenvolvimento da simulação, primeiramente foram definidas as bases do sistema, adotando-se 2 zonas, uma externa a linha de transmissão (média tensão), e uma interna (alta tensão). Foi estipulada uma potência base de 250MVA , e tensões-base para cada zona de 25kV para a de média tensão e 169kV para a de alta (definidos como fase-fase, RMS).

Após estabelecer as bases, foi feita a definição dos valores construtivos do sistema a ser ensaiado. Primeiramente, foi determinada a tensão para a geração, sendo de 25kV . Para a linha de transmissão, foi especificada uma distância entre os transformadores de 400 quilômetros. Referente ao cabeamento, foi designado o condutor *Owl*, que, segundo valores tabelados do fabricante, possui uma resistência de $0,301\Omega/\text{km}$ operando a $75^\circ 60\text{Hz}$, uma reatância indutiva de $0,3837\Omega/\text{km}$, e reatância capacitiva de $0,2303\text{M}\Omega \cdot \text{km}$ [13].

Como mencionado anteriormente, o modelo desenvolvido deve ser capaz de determinar com precisão a distância até a falta, independentemente dos elementos exteriores à linha. Dessa forma o sistema elaborado em Simulink, que pode ser visto pela Figura 7, visa comprovar essa tese, foi desenvolvido baseado em um sistema em anel, para simular com maior fidelidade uma rede elétrica complexa, com vários pontos de geração e carga. Ele representa a ocorrência da falta entre duas linhas de transmissão, o trecho à esquerda da falta correspondente à distância D , enquanto a impedância à direita da falta corresponde ao restante da linha $Dt - D$.

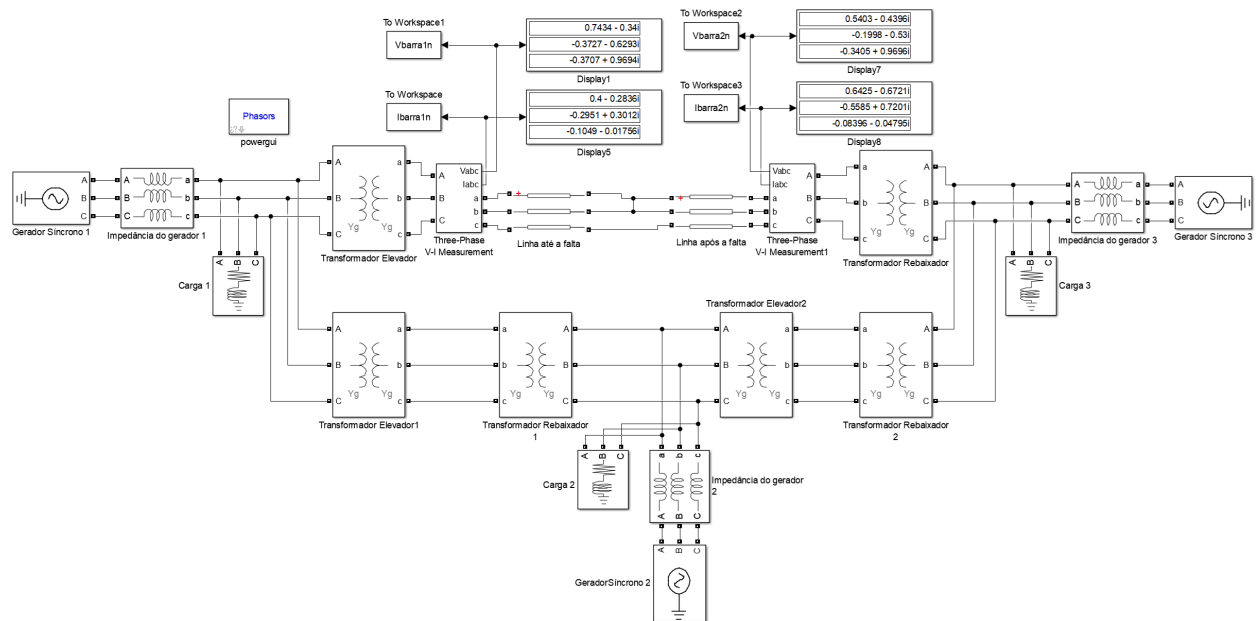


Figura 7: Sistema Teste em Simulink. Fonte: Autoria própria.

Os transformadores utilizados são idênticos, tipo núcleo de três colunas, com impedância interna não nula e relação de transformação de $25/169\text{kV}$ (similar às tensões de base previamente estipuladas). As impedâncias dos elementos do sistema teste, suas potências nominais e tensões estão representadas na Tabela 1. Ressalta-se que todos os componentes presentes no sistema possuem conexão estrela aterrada.

Tabela 1: Dados referentes aos elementos inseridos no sistema. Fonte: Autoria própria.

Dados Construtivos	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3	Transformadores	Carga 1	Carga 2	Carga 3
$R1 (\Omega)$	0,05	0,05	0,05	2,33	12,49	6,25	6,25
$R0 (\Omega)$	0,05	0,05	0,05	2,33	—	—	—
$X_{L1} (\text{H})$	$3,3\mu$	$3,3\mu$	$3,3\mu$	$30,9\mu$	1,65	1,65	0,82
$X_{L0} (\text{H})$	$1,3\mu$	$1,3\mu$	$1,3\mu$	$61,8\mu$	—	—	—
Potência Nominal (MVA)	150	70	30	250	50	100	100
Tensão Nominal (kV)	25	25	25	25/169	25	25	25

Com o intuito de proporcionar uma visão sistemática e facilitar a reprodutibilidade desta pesquisa, a Figura 8 apresenta o fluxograma metodológico estrutural das atividades desenvolvidas. O diagrama ilustra o fluxo lógico do processo, dividindo-o em quatro fases principais: a aquisição e o tratamento inicial dos dados elétricos, a modelagem

matemática da linha baseada na aproximação do modelo de parâmetros distribuídos, a estruturação da lógica de localização a partir da igualdade das tensões projetadas por ambos os terminais, e por fim, a validação do método por meio de simulações computacionais. Essa síntese visual permite compreender de forma clara a concatenação entre a fundamentação teórica proposta e a sua aplicação prática na localização de faltas.

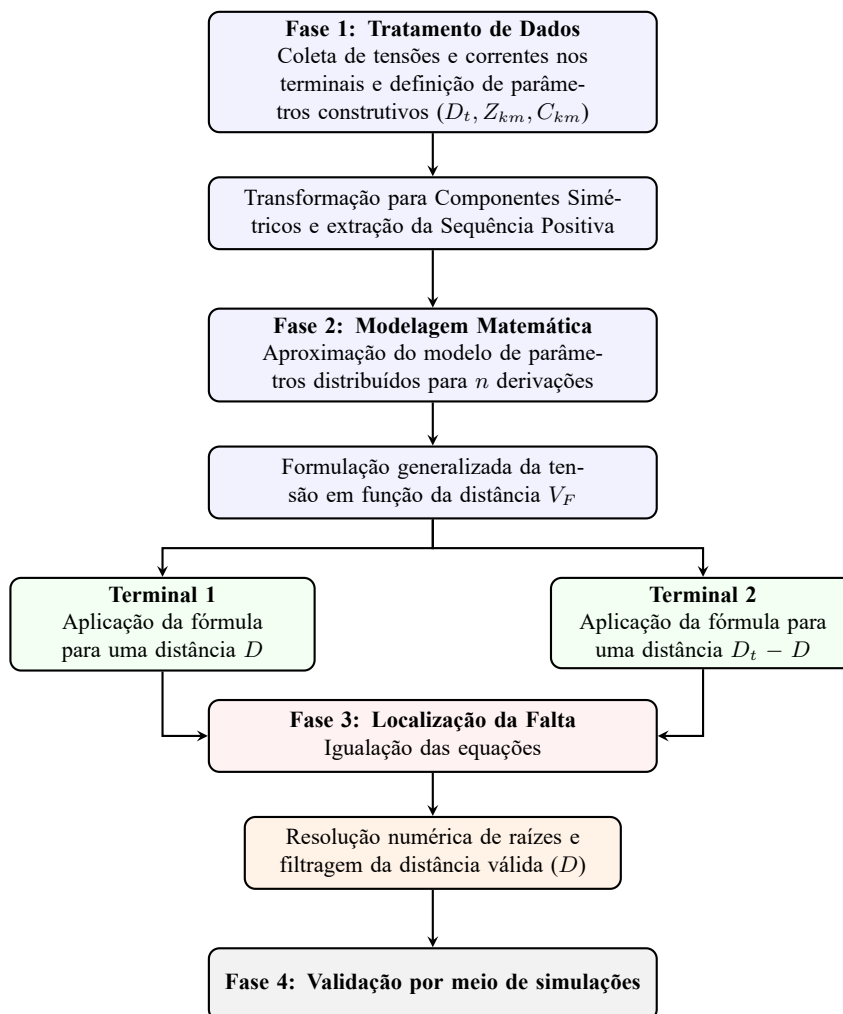


Figura 8: Fluxograma metodológico das etapas de desenvolvimento.

3. RESULTADOS

Inicialmente, foram desenvolvidos estudos de convergência, para avaliar os erros presentes no equacionamento da tensão. O primeiro deles visa avaliar a precisão do método conforme se varia a quantidade de ramificações do sistema n . O teste é baseado na simulação já construída, sem a presença da falta, de forma a utilizar os dados do primeiro terminal para estimar a tensão no segundo, que está a 400 quilômetros de distância (equação desenvolvida em Eq. (15)), resultando assim no gráfico expresso pela Figura 9. A partir da análise dos dados, percebe-se que o modelo apresenta maior precisão conforme o valor de n aumenta. Com $n \geq 18$, a precisão já é de 99%, e com o maior valor simulado, de $n = 100$, a precisão foi de aproximadamente 99,8%. Porém, cabe ressaltar que, conforme se eleva o valor de n , maior se torna o custo computacional. Dessa forma, nas simulações subsequentes será adotado o valor de $n = 25$, que apresentou precisão de 99,3%.

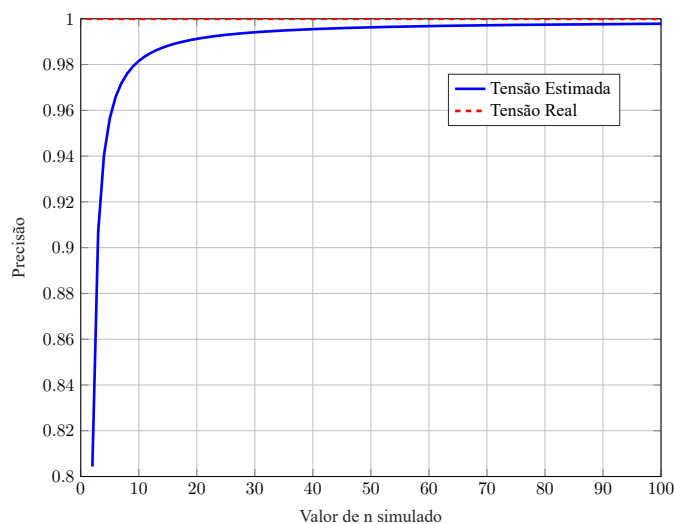


Figura 9: Análise de Precisão para um n variante. Fonte: Autoria própria.

O segundo teste elaborado visa verificar o crescimento do erro conforme a distância total da linha é variada. Dessa forma, foram feitas simulações desde uma linha de 10 km até a de 400, usando também a equação desenvolvida em 15, com $n = 25$, utilizando os dados do primeiro terminal para estimar a tensão medida no segundo, em que o erro representa o desvio observado entre as tensões. Como pode ser visto pela Figura 10, o comportamento do erro se demonstra próximo de uma função exponencial. Observa-se, assim, que quanto maior a distância da linha, maior o erro previsto. Também é possível notar que o agravamento do erro ocorre após a metade da linha, chegando a um erro máximo de aproximadamente 0,11 %, denotando assim uma limitação matemática do algoritmo.

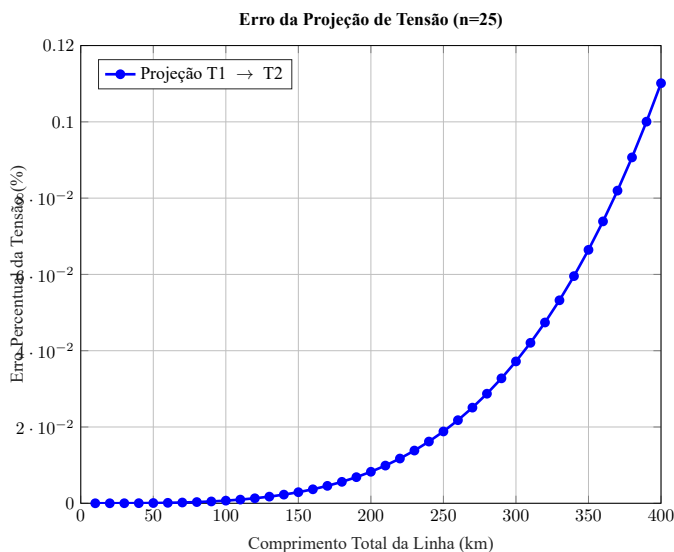


Figura 10: Análise de Precisão para uma linha de comprimento variante. Fonte: Autoria própria.

Os resultados a serem apresentados nesta seção serão extraídos a partir da aplicação do método proposto ao modelo simulado. Serão consideradas três condições operacionais distintas. A primeira consiste em um cenário com características construtivas normais, a segunda introduz assimetria entre as fases, já a terceira considera uma impedância de falta não nula. O objetivo dessas variações é testar a eficácia e a precisão do algoritmo tanto em situações ideais quanto em cenários severos.

3.1. Testes com características construtivas normais

Para validar a funcionalidade da teoria desenvolvida, foi gerado um gráfico a partir das equações elaboradas, exibindo 2 curvas, uma referente à tensão vista pela barra 1, a uma distância D da mesma (Eq. 15, com $n = 25$), já a outra, representa a tensão vista pela barra 2, a uma distância de $400 - D$ (Eq. 18 com $n = 25$), como mostra a Figura

11. Dessa forma, é visível que, quando há a ocorrência de falta, existe um ponto em comum, na qual a tensão vista por ambas as barras se iguala, sendo esse o ponto em falta. Concluindo assim que, para esta situação, o ponto em falta se encontra a 100 km da barra 1, e a 300 km da barra 2.

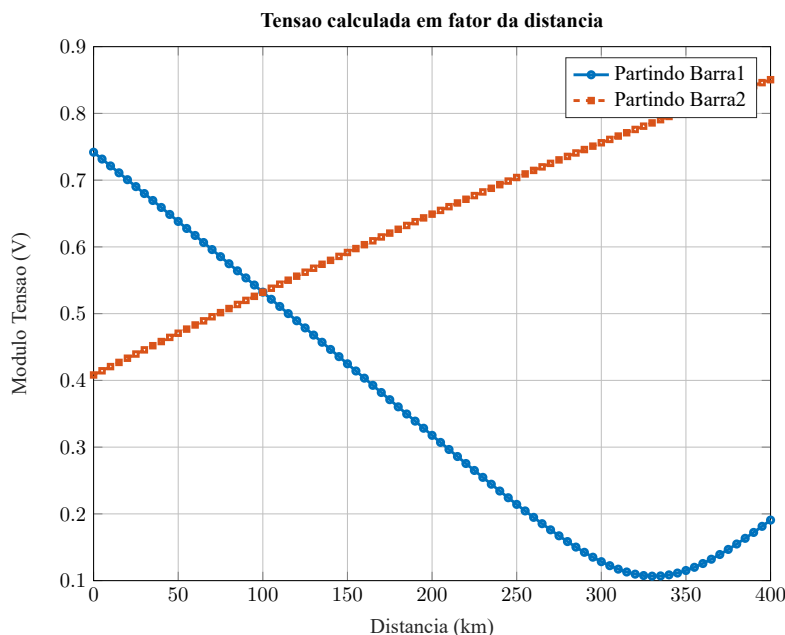


Figura 11: Tensão em função da distância, para falta AB em 100km. Fonte: Autoria própria.

Ao representar os resultados das simulações, os valores de distância são expressos em quilômetros, e o erro como valor percentual, referente a distância total da linha. Em primeiro momento, o modelo é testado com valores construtivos habituais, semelhantes aos apresentados pela Tabela 1. A ocorrência da falta é considerada um curto franco, sem impedância de falta. Assim, foi elaborado um comparativo de precisão entre as distâncias simuladas e o tipo de falta, mantendo os valores de impedância construtiva da linha constantes para todas as situações, simulado para distâncias que variam de 10, até 390 quilômetros, representando faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas. Todos esses dados são expressos na Tabela 2.

A partir dos resultados apresentados, nota-se que o método possui alta precisão na determinação da distância da falta. Contudo, ocorre uma degradação de desempenho nas extremidades da linha quando comparadas à região central, fenômeno que pode ser observado nas Figuras 12, 13 e 14. Tal comportamento decorre diretamente do erro de modelagem previamente discutido na Figura 10. Para faltas localizadas nas extremidades, a estimativa de tensão projetada a partir do terminal mais distante acumula um erro expressivamente maior do que a projetada pelo terminal mais próximo. Essa discrepância assimétrica entre as duas estimativas acaba por gerar um desvio na localização da falta nas extremidades da linha. Em contrapartida, para faltas nas zonas centrais, as estimativas de ambos os terminais percorrem distâncias semelhantes, resultando em erros menores e simétricos que tendem a se compensar, gerando um erro de localização quase nulo.

Apesar dessa limitação, os resultados evidenciam que o método, apesar de não compensar o erro da projeção de tensão, ainda demonstrou boa precisão, incluindo nas regiões consideradas mais severas. Tal fato é notável ao comparar os resultados obtidos com outros modelos, tanto para os baseados em cálculo de impedância como em [14], quanto os fundamentados em ondas viajantes como em [15] ou [16]. Observa-se que os algoritmos citados nessas referências apresentam erros próximos ou até superiores aos do método desenvolvido neste artigo, situando-se predominantemente na casa das centenas de metros, e em alguns casos na ordem de dezenas.

No que tange à aplicabilidade dos valores obtidos pelo algoritmo, na falta Fase-Terra, a média dos erros foi de 0,068% , ou de 273,2 metros, com valor máximo de 0,118% ou 472 metros. Sendo assim, uma equipe de campo tem uma área de busca, supondo o pior caso, inferior a 950 metros, tendo em vista que a variação obtida pode ser tanto negativa quanto positiva. Já para as faltas bifásica e trifásica, foi obtida uma média dos erros de 0,038% e 0,023%, respectivamente (em metros, 151,55 m e 92,65 m), com valores máximos de 360 e 220 metros. Isso confere áreas de busca significativamente menores ao compará-las com o pior caso. Dessa forma, nota-se que em um cenário considerado normal, a área de busca se manteve sempre inferior a 1 quilômetro, um resultado positivo tendo em vista que uma linha de 400 km já é considerada uma linha longa.

Tabela 2: Comparação de resultados para características construtivas normais. Fonte: Autoria própria.

Distância Real (km)	Falta AT		Falta AB		Falta ABC	
	Est. (km)	Erro (%)	Est. (km)	Erro (%)	Est. (km)	Erro (%)
10	10.362	0.091	10.291	0.073	10.202	0.051
30	30.37	0.093	30.248	0.062	30.166	0.042
50	50.357	0.089	50.207	0.052	50.135	0.034
70	70.328	0.082	70.17	0.043	70.107	0.027
90	90.287	0.072	90.135	0.034	90.083	0.021
110	110.24	0.060	110.1	0.025	110.06	0.015
130	130.18	0.045	130.08	0.020	130.05	0.013
150	150.12	0.030	150.05	0.013	150.03	0.008
170	170.06	0.015	170.02	0.005	170.02	0.005
190	190	0.000	190	0.000	190	0.000
210	209.94	0.015	209.98	0.005	209.99	0.003
230	229.87	0.033	229.95	0.013	229.97	0.008
250	249.81	0.048	249.92	0.020	249.96	0.010
270	269.74	0.065	269.89	0.028	269.94	0.015
290	289.68	0.080	289.86	0.035	289.92	0.020
310	309.62	0.095	309.82	0.045	309.9	0.025
330	329.57	0.108	329.78	0.055	329.88	0.030
350	349.54	0.115	349.74	0.065	349.85	0.038
370	369.53	0.118	369.69	0.078	369.81	0.048
390	389.54	0.115	389.64	0.090	389.78	0.055

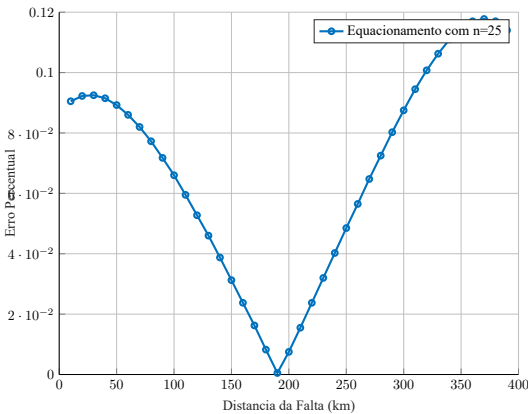


Figura 12: Erro resultante para falta monofásica AT em situação normal. Fonte: Autoria própria.

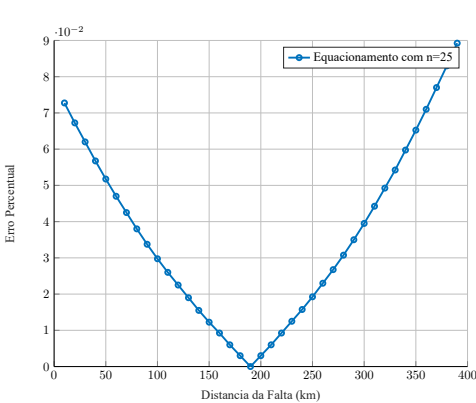


Figura 13: Erro resultante para falta bifásica AB em situação normal. Fonte: Autoria própria.

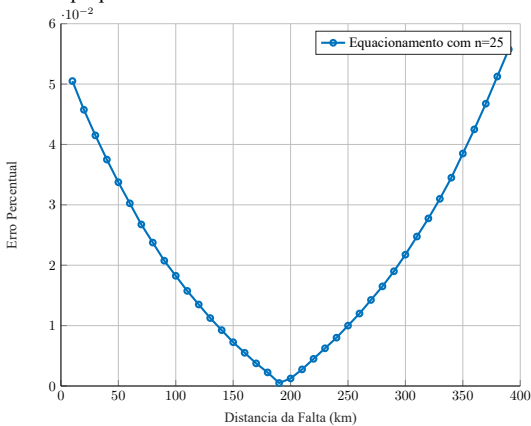


Figura 14: Erro resultante para falta trifásica ABC em situação normal. Fonte: Autoria própria.

3.2. Testes com assimetria entre as fases

Tendo visto o modelo operando com aspectos construtivos usuais, nesse momento será testado com uma característica assimétrica nas impedâncias de fase. Para tal a impedância série da fase B será alterada, gerando uma diferença de 20 %, já as fases A e C não sofrerão alterações. Também sendo simulada para uma linha de 400 quilômetros de extensão. Esse teste busca testar o método para uma situação mais severa, porém ainda realista, tendo em vista que, devido à geometria das linhas de transmissão, tende a existir uma assimetria entre as fases de linhas reais, grande parte em decorrência das impedâncias mútuas tendo impactos severos na distribuição de energia [17].

Fora novamente elaborado um gráfico visando relacionar as tensões obtidas ao variar a distância, se utilizando das fórmulas desenvolvidas, com intuito de verificar se a assimetria da linha, impede o equacionamento de determinar um ponto cujas tensões se igualam. Como pode ser visualizado na Figura 15, o método foi capaz de determinar um ponto de convergência das tensões a uma distância próxima de 100 quilômetros da barra 1, assim como fora simulado.

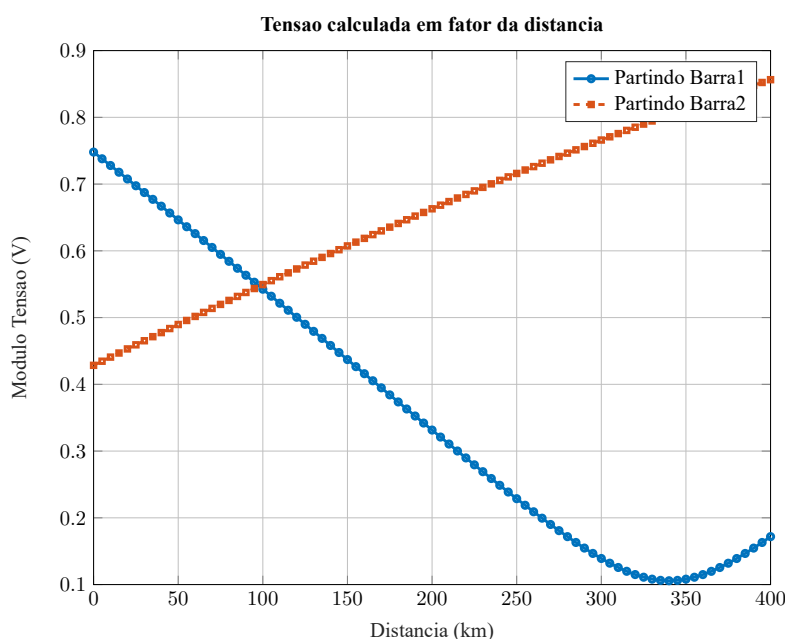


Figura 15: Tensão em função da distância, para falta AB em 100km com sistema assimétrico. Fonte: Autoria própria.

Com intuito de comparar com a situação anterior, também foi elaborada uma tabela, apresentando a distância real da simulação, e as distâncias obtidas por cada tipo de falta simulada, nesse caso, para uma linha assimétrica, na qual a impedância série da fase B é 20 % maior quando comparada com as fases A e C. Tal análise visa verificar de que modo o método reage a essa alteração na característica construtiva da linha. Esses novos dados podem ser observados na Tabela 3. Sabendo que, pelo método se basear em conceitos de redes de sequência, esse representa as 3 fases como simétricas e equilibradas [6], sendo esperado assim, precisão inferior em relação a situação simétrica.

A partir dos dados expressos, é possível constatar que, o método apresenta precisão aceitável para determinar a distância, novamente, sendo menos preciso para as extremidades da linha, porém, o erro médio aumentou consideravelmente em relação à situação anterior. Referente ao tipo de falta, a bifásica foi a que apresentou menor precisão, já a trifásica a maior. Tais aferições referentes aos erros, podem ser percebidas ao visualizar as figuras 16, 17 e 18

Referente aos valores práticos, para a falta Fase-Terra, a média dos erros foi de 0,566% (2265,55 m), para a bifásica de 0,775% (3098,55 m) já na trifásica de 0,393% (1570,40 m). Com a maior área de busca atingindo aproximadamente 11,5 quilômetros, presente na extremidade da falta bifásica. Observa-se, assim, que as áreas de busca são substancialmente maiores ao compará-las à situação anterior, chegando a uma área de busca aproximadamente doze vezes maior. Tal fato é resultado direto da limitação do algoritmo ao tratar de linhas assimétricas, que podem corresponder, na realidade, a sistemas nos quais não há transposição de fases.

Tabela 3: Comparação de resultados para linha assimétrica. Fonte: Autoria própria.

Distância Real (km)	Falta AT		Falta AB		Falta ABC	
	Est. (km)	Erro (%)	Est. (km)	Erro (%)	Est. (km)	Erro (%)
10	6.268	0.933	4.227	1.443	7.068	0.733
30	26.453	0.887	24.772	1.307	27.365	0.659
50	46.712	0.822	45.336	1.166	47.666	0.584
70	67.036	0.741	65.918	1.021	67.972	0.507
90	87.42	0.645	86.516	0.871	88.281	0.430
110	107.85	0.538	107.13	0.718	108.59	0.353
130	128.33	0.418	127.75	0.563	128.91	0.273
150	148.84	0.290	148.39	0.403	149.23	0.193
170	169.37	0.158	169.03	0.243	169.55	0.113
190	189.91	0.023	189.67	0.083	189.87	0.033
210	210.45	0.113	210.32	0.080	210.19	0.048
230	230.98	0.245	230.96	0.240	230.51	0.128
250	251.48	0.370	251.59	0.398	250.83	0.208
270	271.96	0.490	272.22	0.555	271.14	0.285
290	292.38	0.595	292.83	0.708	291.45	0.363
310	312.76	0.690	313.43	0.858	311.76	0.440
330	333.07	0.768	334.01	1.003	332.06	0.515
350	353.32	0.830	354.58	1.145	352.36	0.590
370	373.5	0.875	375.12	1.280	372.65	0.663
390	393.6	0.900	395.65	1.413	392.94	0.735

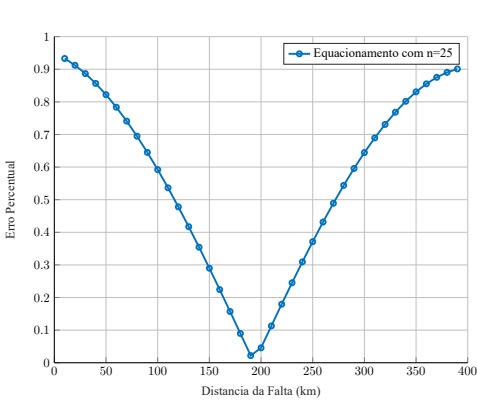


Figura 16: Erro resultante dos métodos para uma falta monofásica AT. Fonte: Autoria própria.

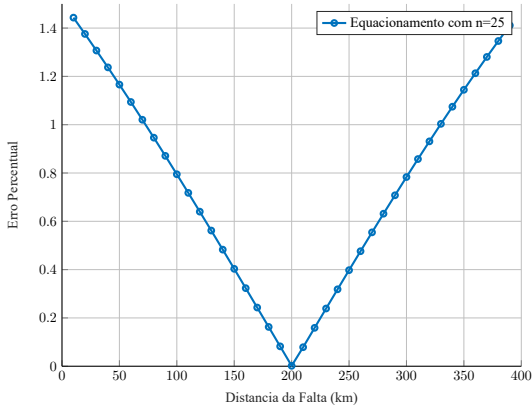


Figura 17: Erro resultante dos métodos para uma falta bifásica AB. Fonte: Autoria própria.

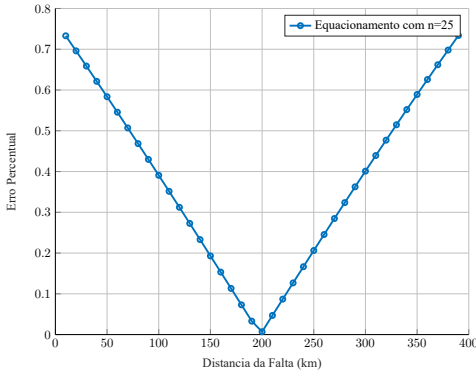


Figura 18: Erro resultante dos métodos para uma falta trifásica ABC. Fonte: Autoria própria.

3.3. Testes com impedância de falta não nula

Para a próxima bateria de testes, não serão feitas modificações nas características construtivas da linha, revertendo a alteração anterior do teste de assimetria, apenas será inserida uma impedância de falta para todos os tipos de falta. Com intuito de comprovar que o método é capaz de lidar com uma impedância de falta não nula, e entregar resultados precisos. Tendo em vista que, para a maioria das faltas reais, tende a existir uma impedância entre o ponto a linha e o terra, ou entre as fases do sistema. Muitas vezes composta pela impedância do arco elétrico, e de aterramento [18], como por exemplo, o choque de um cabo com uma árvore, ou a própria torre, sempre irá ocasionar uma impedância não nula. Para a simulação, foi utilizado um valor constante de $30\ \Omega$ como impedância de falta.

Também foi elaborado um gráfico para visualizar o ponto em falta, se utilizando das equações para obter a tensão a partir da distância, como visto pela Figura 19. Tendo como objetivo visualizar se a presença da impedância de falta dificulta o método a encontrar um ponto de convergências. Sendo uma falta fase-terra com impedância de curto não nula, estando localizada a 300 quilômetros da barra 1. Ao analisar o resultado obtido, é perceptível a existência de um ponto de convergência para as tensões, este representa a distância até a falta, e consequentemente, é observável que a existência de uma impedância de curto não impede o método de determinar o ponto em falta.

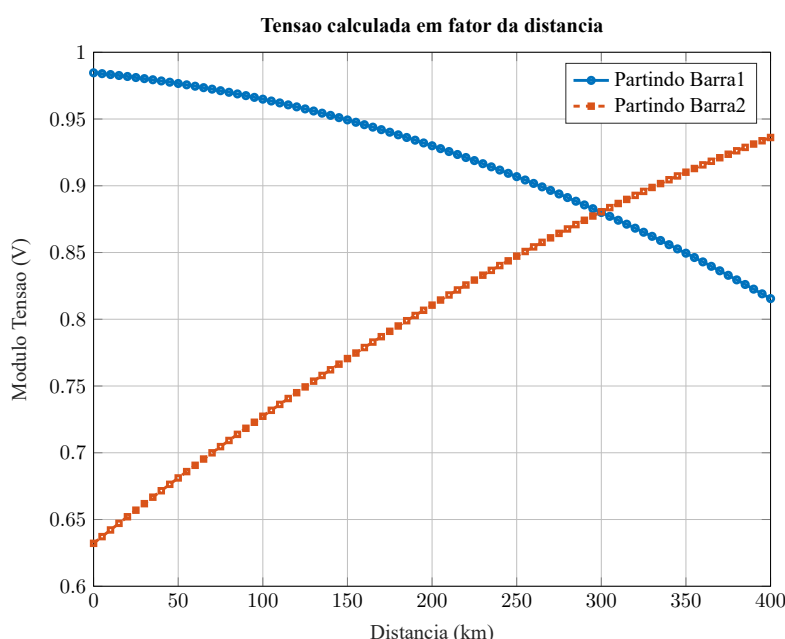


Figura 19: Tensão em função da distância, para falta AT em 300km. Fonte: Autoria própria.

Para fazer o teste comparativo do método com diferentes valores de distância e tipos de falta, foi elaborada outra tabela. Também com intuito de verificar se a existência de uma impedância de falta compromete, ou torna imprecisa a determinação da distância de falta. Esses dados podem ser observados na Tabela 4. A partir deles, percebe-se que o comportamento é similar a primeira situação estudada, apenas possuindo uma precisão levemente inferior. O método segue o padrão de precisão reduzida para valores nas extremidades da linha, e resultados mais precisos para distâncias centrais. Essas mesmas considerações sobre os erros dos métodos, podem ser percebidas ao visualizar as figuras 20, 21 e 22.

Também se constata que os valores de erro médio para as faltas fase-terra, bifásica e trifásica simuladas foram respectivamente: 0,092% (368,10 m), 0,046% (182,90 m) e 0,031% (123,05 m), com uma maior área de busca de 1,35 quilômetros, presente na extremidade da falta monofásica. Dessa forma, percebe-se que a área de busca é maior ao comparar com a situação ideal, contudo, o método ainda apresenta resultados satisfatórios e um bom desempenho para aplicações em situações reais.

Tabela 4: Comparação de resultados para situação com 30 Ω de resistência de falta. Fonte: Autoria própria.

Distância Real (km)	Falta AT		Falta AB		Falta ABC	
	Est. (km)	Erro (%)	Est. (km)	Erro (%)	Est. (km)	Erro (%)
10	10.559	0.140	10.357	0.089	10.268	0.067
30	30.536	0.134	30.303	0.076	30.222	0.056
50	50.496	0.124	50.254	0.064	50.181	0.045
70	70.442	0.111	70.208	0.052	70.146	0.037
90	90.379	0.095	90.166	0.042	90.114	0.029
110	110.31	0.078	110.13	0.033	110.09	0.023
130	130.24	0.060	130.09	0.023	130.06	0.015
150	150.16	0.040	150.06	0.015	150.04	0.010
170	170.09	0.023	170.03	0.008	170.02	0.005
190	190.01	0.003	190	0.000	190	0.000
210	209.93	0.018	209.97	0.008	209.99	0.003
230	229.85	0.038	229.94	0.015	229.97	0.008
250	249.76	0.060	249.91	0.023	249.95	0.013
270	269.68	0.080	269.87	0.033	269.92	0.020
290	289.6	0.100	289.83	0.043	289.9	0.025
310	309.52	0.120	309.79	0.053	309.87	0.033
330	329.45	0.138	329.74	0.065	329.83	0.043
350	349.39	0.153	349.69	0.078	349.8	0.050
370	369.35	0.163	369.63	0.093	369.75	0.063
390	389.33	0.168	389.57	0.108	389.7	0.075

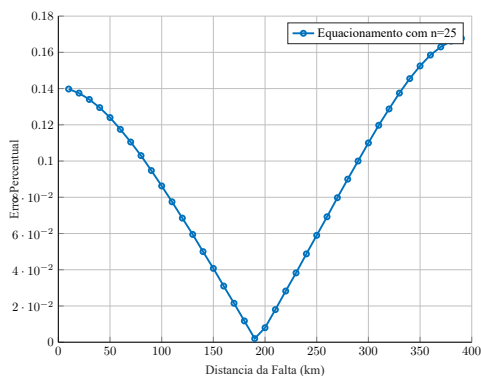


Figura 20: Erro resultante dos métodos para uma falha monofásica AT. Fonte: Autoria própria.

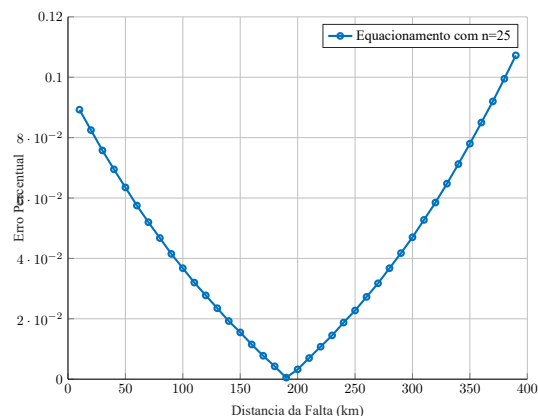


Figura 21: Erro resultante dos métodos para uma falha bifásica AB. Fonte: Autoria própria.

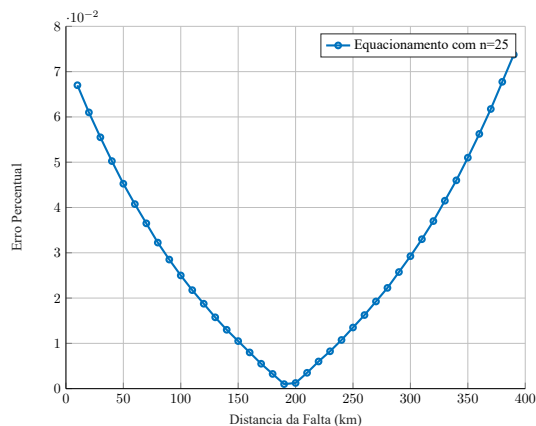


Figura 22: Erro resultante dos métodos para uma falha trifásica ABC. Fonte: Autoria própria.

4. CONCLUSÃO

Este artigo propôs o desenvolvimento de um modelo matemático iterativo para a representação de linhas de transmissão e a sua consequente aplicação para cálculo de distância de falta, juntamente com a validação computacional. Os procedimentos de validação foram realizados por meio de simulações no ambiente MATLAB/Simulink, submetendo o algoritmo a diferentes cenários operacionais, como variações de distância, assimetria da linha e inclusão de resistência de falta. Para verificar a robustez do método, os resultados foram comparados diretamente com trabalhos da literatura, os quais contemplam tanto métodos baseados no cálculo de impedância quanto abordagens fundamentadas na teoria de ondas viajantes.

Para a avaliação de desempenho e validação do modelo, foram explicitadas métricas quantitativas, notadamente o erro percentual médio relativo ao comprimento total da linha e o erro absoluto em metros, que oferecem uma base sólida para estimar as áreas de busca que uma equipe de campo teria de verificar no caso de falha. Em condições construtivas simétricas e ideais, o modelo obteve excelentes indicadores, apresentando um erro percentual médio de apenas 0,068% para faltas monofásicas, 0,038% para bifásicas e 0,023% para trifásicas. Na prática, tais resultados delimitam áreas de busca restritas a poucos vãos de torre, facilitando a inspeção pelas equipes de manutenção.

Apesar do desempenho satisfatório, é necessário delimitar as condições de aplicabilidade e as limitações do método proposto. O algoritmo apresenta sua maior precisão na região central da linha, mas sofre perda de exatidão, sendo observado que, conforme a discrepância entre as distâncias projetadas de cada terminal aumenta, o erro observado se eleva. Além disso, a aplicabilidade ideal do modelo pressupõe linhas com transposição de fases (simétricas), tendo em vista que, quando submetido a linhas assimétricas, o erro de localização eleva-se de forma substancial. Sendo observado na pior situação, como doze vezes maior ao ser comparado com o caso ideal, indicando, assim, um limite prático para a aproximação através do uso fundamental das redes de sequência.

Tendo em vista essas delimitações, vislumbram-se diversas perspectivas para a continuidade desta pesquisa. Como propostas de trabalhos futuros, sugere-se a validação do algoritmo empregando dados reais de oscilografia fornecidos por concessionárias de energia. Isso permitiria aferir a resposta do modelo diante de ruídos e incertezas inerentes aos equipamentos de medição, bem como avaliá-lo frente a dados obtidos em regime transitório. Ademais, recomenda-se o desenvolvimento de um estudo visando compensar tanto o erro inerte à projeção matemática da tensão ao longo da distância quanto o observado para situações assimétricas, com o objetivo de mitigar a imprecisão da localização de faltas nas extremidades da linha.

REFERÊNCIAS

- [1] XINGU RIO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. **Demonstrações contábeis regulatórias**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://stategrid.com.br/wp-content/uploads/2024/11/XINGU-RIO-TRANSMISSORA-DE-ENERGIA.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2026.
- [2] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Relatório Anual 2023**. [S. l.]. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2023-Relatorio-Anual-acessivel_21032024.pdf. Acesso em: 25 mar. 2026.
- [3] ZIEGLER, Gerhard. **Numerical Distance Protection: Principles and Applications**. [S. l.]: Publicis, 2006.
- [4] BUKVISOVA, Zuzana *et al.* Two-Terminal Algorithm Analysis for Unsymmetrical Fault Location on 110 kV Lines. **Energies**, 2019. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/7/1193>.
- [5] BENATO, R.; DAMBONE SESSA, Sebastian. The Ossanna's Theorem for Educational Purposes: Impact of Distributed Parameter Transmission Lines on Power Systems. **IEEE Access**, PP, 2021.
- [6] STEVENSON, William D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. [S. l.]: McGraw-Hill, 1978.
- [7] FERREIRA, Kécio Patrick Delgado. **Avaliação da Qualidade de Modelos de Linhas de Transmissão para Estudos de Transitórios Eletromagnéticos**. 2014. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Campina Grande.
- [8] SHI, Zongyang *et al.* Applying Transmission Line Theory to Study the Transmitting Turn-OFF Current in a Long Grounded Wire. **IEEE Transactions on Antennas and Propagation**, v. 65, 2017.
- [9] ANDERSON, Paul M. **Power System Protection**. [S. l.]: McGraw-Hill, 1999.
- [10] MONTEMEZZO, João Felipe. **Influência dos Parâmetros e Modelos de Linhas na Solução do Fluxo de Carga de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2016. Diss. (Mestrado) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Foz do Iguaçu.
- [11] OLIVEIRA, Newton B. de. **Circuitos Elétricos no Domínio do Tempo e da Frequência**. [S. l.]: Edufba, 2008.
- [12] JOHNS, A. T.; JAMALI, S. Accurate Fault Location Technique for Power Transmission Lines. **IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, PAS-137, n. 6, p. 395–402, 1990.
- [13] NEXANS. **Ficha Técnica de Condutor de Alumínio com Alma de Aço Owl, ABNT NBR 7270/88**. [S. l.]. Disponível em: <https://www.nexans.com.br/.rest/catalog/v1/product/pdf/ID540012745>. Acesso em: 1 abr. 2026.
- [14] IDRIS, muhd hafizi *et al.* Effective Two-Terminal Single Line to Ground Fault Location Algorithm. **2012 IEEE International Power Engineering and Optimization Conference, PEOCO 2012 - Conference Proceedings**, 2012.
- [15] SANTANA, Lucas Tomaz. **Localização de faltas em linhas de transmissão baseada na teoria das ondas viajantes e em componentes de alta frequência**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/188371>.
- [16] LOPES, Felipe *et al.* Accurate Two-Terminal Transmission Line Fault Location Using Traveling Waves. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2017.
- [17] PAVLOV, L'Uboš *et al.* Impact of impedance unbalance on the efficiency of electricity transmission and distribution - A case study. **Journal of Electrical Engineering**, v. 68, 2017.
- [18] DE ANDRADE SUÁREZ, José; SORRENTINO, Elmer. Typical expected values of the fault resistance in power systems. In: 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, T&D-LA 2010. [S. l.: s. n.], 2010.



Artigo

Análise da operação dinâmica de um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) sob desequilíbrios da rede elétrica: modelagem, controle e simulação via ATPDraw

**Ediliane Simão da Silva Nascimento¹, Adriano Aron Freitas de Moura²,
Ednardo Pereira da Rocha³, Daniel Carlos de Carvalho Crisóstomo⁴**

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido(UFERSA); edilianesimao2@gmail.com

²Universidade Federal Rural do Semi-Árido(UFERSA); adrianoaron@ufersa.edu.br

³Universidade Federal Rural do Semi-Árido(UFERSA); ednardo.pereira@ufersa.edu.br

⁴Universidade Federal Rural do Semi-Árido(UFERSA); danielcarlosc@ufersa.edu.br

Recebido: 27/04/2026;

Aceito: 06/07/2026;

Publicado: 15/07/2026;

Resumo: Este artigo analisa o desempenho de um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) sob condições de desequilíbrio de tensão, com o objetivo de avaliar a eficácia de controladores PI no controle das correntes do rotor. Para isso, foram realizadas simulações no ATPDraw, utilizando um modelo com parâmetros reais, além da implementação de filtros notch e transformações dq para a separação das componentes de sequência positiva e negativa. Os resultados indicam que o controle PI foi eficaz na atenuação das oscilações de dupla frequência, promovendo a estabilização das correntes do rotor em cerca de 5 segundos. Observou-se também que a injeção de tensões de sequência negativa contribuiu para a manutenção da estabilidade do barramento CC em 1800 V. Conclui-se que a estratégia adotada é adequada para operação em condições de desequilíbrio, podendo ser aprimorada em estudos futuros.

Palavras-chave: Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG); filtro notch; transformada dq; desequilíbrio de tensão; ATPDraw.

Analysis of the dynamic operation of a doubly fed induction generator (DFIG) under power grid imbalances: modeling, control and simulation via ATPDraw

Abstract: This article analyzes the performance of a doubly fed induction generator (DFIG) under voltage imbalance conditions, aiming to evaluate the effectiveness of PI controllers in controlling rotor currents. For this purpose, simulations were performed in ATPDraw, using a model with real parameters, in addition to the implementation of notch filters and dq transformations for the separation of positive and negative sequence components. The results indicate that the PI control was effective in attenuating dual-frequency oscillations, promoting the stabilization of rotor currents in about 5 seconds. It was also observed that the injection of negative sequence voltages contributed to maintaining the stability of the DC bus at 1800 V. It is concluded that the adopted strategy is suitable for operation under imbalance conditions and can be improved in future studies.

Keywords: Doubly Fed Induction Generator (DFIG); notch filter; dq transform; voltage imbalance; ATPDraw.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a crescente demanda por fontes de energias renováveis impulsionou o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes e robustas para geração elétrica. Conforme o balanço energético nacional de 2025, disponibilizado pela Empresa de Pesquisa Energética [1], uma das áreas que mais se desenvolveu foi o sistema eólico de geração. Dentre os geradores aplicados nesse contexto, o gerador de indução duplamente alimentado (Doubly Fed Induction Generator – DFIG) tem se destacado por sua capacidade de operar em velocidades variáveis e por permitir o controle independente da potência ativa e reativa, utilizando conversores que processam apenas uma fração da potência total gerada [2]. Essa característica torna o DFIG uma alternativa economicamente viável e energeticamente eficiente para parques eólicos conectados à rede elétrica.

No entanto, a operação do DFIG é suscetível a distúrbios na rede, principalmente aos afundamentos de tensão assimétricos. Esses distúrbios podem gerar componentes de sequência negativa e zero no fluxo magnético do estator, resultando em sobretensões e sobrecorrentes no rotor que podem comprometer a integridade dos conversores e da própria máquina [2]. Além disso, esses desequilíbrios causam oscilações indesejadas na potência gerada e podem acarretar a degradação dos enrolamentos do estator devido ao aquecimento desigual das bobinas [3, 4].

Para minimizar esses efeitos, diversas estratégias de controle têm sido propostas na literatura. O estudo [2] sugere o uso de estratégias baseadas em referências de corrente no rotor para eliminar oscilações da potência ativa durante o afundamento desbalanceado. Outra abordagem envolve o uso de controladores do tipo PI para a rejeição de perturbações e para a atenuação de correntes de sequência negativa [4]. Além disso, técnicas mais avançadas — como o controle vetorial acoplado ao ajuste dinâmico de tensão [4, 5], a compensação ativa da sequência negativa e os controladores preditivos baseados em modelos [4] — têm se mostrado promissoras no enfrentamento das limitações operacionais do DFIG sob condições de desequilíbrio de tensão.

Diante desse contexto, o presente trabalho tem como objetivo analisar a eficácia da aplicação de controladores PI no controle de correntes do rotor de um DFIG operando sob desequilíbrio de tensão na rede elétrica. A partir de simulações, busca-se avaliar o desempenho do sistema na rejeição de distúrbios de sequência negativa, no rastreamento preciso das referências da corrente, na atuação efetiva da injeção de tensões de sequência negativa e na manutenção da estabilidade da tensão no barramento CC, garantindo assim a operação confiável do gerador mesmo em situações adversas.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Este trabalho foi realizado por meio de pesquisas bibliográficas e simulações computacionais utilizando o software ATPDraw, com o objetivo de modelar, controlar e analisar a operação dinâmica de um sistema de geração distribuída empregando o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG). Para isso, a estratégia utilizada ao longo do trabalho consiste na utilização de controladores PI de sequência negativa para equilibrar as correntes. Assim, inicialmente, foram realizadas revisões bibliográficas focadas no princípio de operação do DFIG, suas aplicações em sistemas eólicos e estratégias de controle para mitigação de desequilíbrios de tensão. Com base nisso levantou-se os seguintes materiais sobre afundamentos e desbalanceamentos de tensões e controle dinâmico, para serem aplicados posteriormente para obtenção dos resultados.

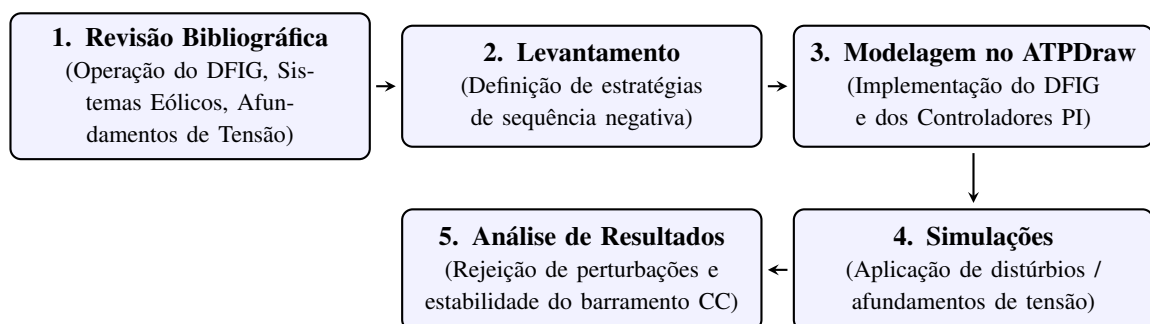


Figura 1: Fluxograma das etapas metodológicas do desenvolvimento do trabalho.

2.1. Afundamentos de tensão do Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)

O DFIG utiliza uma configuração com conversor back-to-back no rotor, o que permite o controle da potência ativa e reativa, mesmo em operação a velocidade variável [6]. Entretanto, essa estrutura também é sensível a afundamentos de tensão, principalmente aqueles desbalanceados, pois o estator é conectado diretamente à rede.

Durante essas falhas, surgem componentes de sequência negativa no fluxo do estator, induzindo correntes elevadas no rotor. Isso compromete a integridade do conversor e prejudica a estabilidade do sistema. A configuração back-to-back, embora ofereça controle eficiente, precisa de proteção adicional, como o uso de circuitos de proteção, para limitar correntes e tensões a níveis seguros [6]. As figuras (2) e (3) ilustram como diferentes configurações de conversores influenciam a operação do gerador durante esses eventos, destacando a importância de estratégia de proteção, como uso de circuitos de proteção, para garantir a estabilidade do sistema.

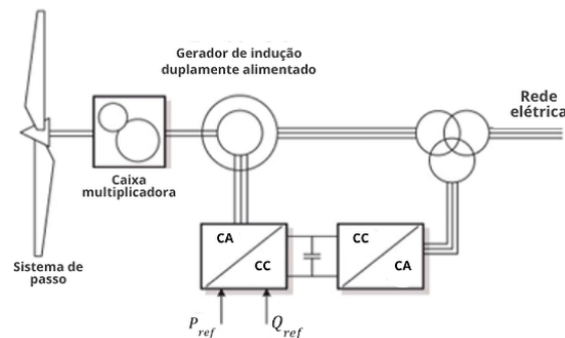


FIGURA 2. DFIG alimentado com conversores back-to-back conectados ao circuito do rotor [10].

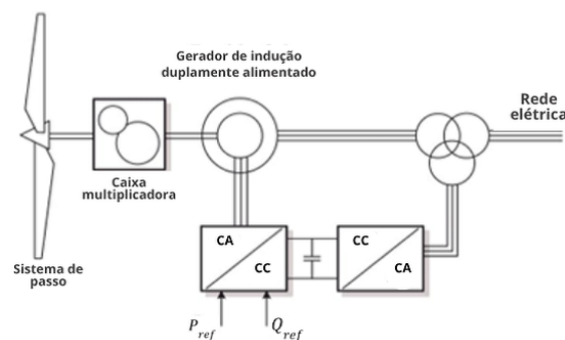


FIGURA 3. DFIG com conversores back-to-back conectados apenas em condições de meia potência ou para compensação de potência reativa [10].

2.2. Controladores do DFIG em situação de desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão pode resultar em oscilações com o dobro da frequência da rede, tanto na potência ativa como reativa, afetando diretamente a estabilidade da rede; ainda, existe um aumento da tensão do rotor, que pode ultrapassar seu valor nominal para certos níveis de desequilíbrio de tensão, os quais comprometem a integridade do sistema [3]. Além disso, de acordo com [4], também, provoca-se diferença nas correntes do estator, levando a um aquecimento desigual das bobinas, podendo degradar a isolamento dos enrolamentos. Assim, uma das estratégias propostas por [5] para minimizar os impactos do desequilíbrio de tensão no DFIG é a compensação ativa de sequência negativa, onde, por meio da injeção de corrente de sequência negativa diretamente pelo conversor do lado da rede (GSC) a estratégia visa diminuir as oscilações na potência ativa e reativa, mantendo o estator equilibrado e reduzindo efeitos adversos na rede.

2.3. Transformação de referencial das componentes

Para representar correntes e tensões em quadros síncronos de referência, [6] apresentou a transformação de Park. Em sistemas que operam com componentes de sequência positiva e negativa, essa transformação é aplicada com diferentes ângulos de referência, girando em sentidos opostos. A Equação (1) retirada do livro *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems* define a matriz de transformação de Park, usada para converter as correntes medidas do sistema trifásico abc para os quadros síncronos positivo e negativo.

$$\begin{bmatrix} I_{dq}^+ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{dq}^- \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} \cos(\theta') & \sin(\theta') \\ -\sin(\theta') & \cos(\theta') \end{bmatrix} \quad (1)$$

Essa transformação permite que as componentes de corrente no referencial girante assumam forma contínua (CC), facilitando o uso de controladores PI para regular correntes injetadas mesmo em condições assimétricas.

2.4. Correntes de sequência positiva e negativa

Como já dito anteriormente, em condições de desequilíbrio na rede elétrica, as correntes podem ser decompostas em componentes de sequência positiva, que representam um sistema trifásico equilibrado girando no sentido da rede, e de sequência negativa, que possuem rotação oposta e indicam desequilíbrios. Assim, segundo [6], a estratégia mais usual para controlar essas componentes é através do uso de quadros de referência síncrono duplos (DSRF), cada um girando a $+\omega$ e $-\omega$, respectivamente. Contudo, essa abordagem introduz oscilações indesejadas em 2ω nas componentes dq, devido ao acoplamento cruzado entre os quadros, conforme demonstrado nas Equações (2) e (3).

$$i_{dq}^+ = \begin{bmatrix} i_d^+ \\ i_q^+ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_d^+ \\ i_q^+ \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \tilde{i}_d^+ \\ \tilde{i}_q^+ \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$i_{dq}^+ = I^+ \begin{bmatrix} \cos(\delta^+) \\ \sin(\delta^+) \end{bmatrix} + I^- \cos(\delta^-) \begin{bmatrix} \cos(2\omega t) \\ -\sin(2\omega t) \end{bmatrix} + I^- \sin(\delta^-) \begin{bmatrix} \sin(2\omega t) \\ \cos(2\omega t) \end{bmatrix} \quad (3)$$

Onde a parcela que está sendo multiplicada pela corrente positiva (I^+) corresponde à corrente contínua, enquanto aquelas relacionadas à corrente negativa (I^-) são equivalentes a corrente alternada.

Assim, a mesma demonstração é aplicada às componentes de sequência negativa, resultando nas Equações (4) e (5), que finalizam a separação e fundamentam o desenvolvimento do controle vetorial desacoplado.

$$i_{dq}^- = \begin{bmatrix} i_d^- \\ i_q^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_d^- \\ i_q^- \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \tilde{i}_d^- \\ \tilde{i}_q^- \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$i_{dq}^- = I^- \begin{bmatrix} \cos(\delta^-) \\ \sin(\delta^-) \end{bmatrix} + I^+ \cos(\delta^+) \begin{bmatrix} \cos(2\omega t) \\ \sin(2\omega t) \end{bmatrix} + I^+ \sin(\delta^-) \begin{bmatrix} -\sin(2\omega t) \\ \cos(2\omega t) \end{bmatrix} \quad (5)$$

O que varia é: a parcela que estão sendo multiplicadas pelas correntes negativas (I^-) serão os termos em corrente contínua. Essas oscilações não são totalmente eliminadas por controladores PI, sendo assim, para mitigar esses efeitos, foi proposto em [6] o uso de filtros notch capazes de reduzir significativamente essas oscilações, aprimorando o desempenho do sistema de controle de corrente [6].

2.5. Controle da corrente do rotor

Para lidar com as oscilações no referencial síncrono dq, em [7] é proposto a separação das correntes em dq^+ e dq^- . Nessa abordagem, as correntes do rotor são decompostas em componentes de sequência positiva (dq^+) e negativa (dq^-), sendo aplicados controladores PI a cada uma dessas componentes.

Os controladores Proporcional-Integral (PI) são utilizados para regular a corrente do sistema de geração, corrigindo os erros entre a referência desejada e a corrente real, ajustando dinamicamente o sinal de controle para minimizar os desvios [3]. No caso do controle de sequência negativa, o controlador PI é empregado para compensar os efeitos do desequilíbrio de tensão na rede elétrica [8]. Em outras palavras, quando surgem componentes de sequência negativa, o controlador PI atua para mitigar essas oscilações, ajustando as correntes do rotor do DFIG de forma independente para as sequências positiva e negativa [5].

2.5.1. Tratamentos dos harmônicos por meio da utilização de filtros notch

Para lidar com os harmônicos e ressonância, foram implementados filtros notch com função de transferência. De acordo com [9] sua função de transferência pode ser dada pela Equação (6) mostrada abaixo.

$$H(s) = \frac{s^2 + \omega_c^2}{s^2 + 2\pi B s + \omega_c^2} \quad (6)$$

Onde ω_c é a frequência característica do filtro, também chamada de frequência de rejeição, e B é a largura de banda. Ainda, o projeto de filtros notch envolve a determinação desses parâmetros com base nas frequências de ressonância subsíncrona [10]. Assim, conforme [9], a equação do filtro notch pode ser definida como mostrada na Equação (7):

$$H(s) = \frac{s^2 + (2\pi f_c)^2}{s^2 + 2\pi B s + (2\pi f_c)^2} \quad (7)$$

Onde f_c representa a frequência central de rejeição e B a largura de banda.

2.5.2. Simulação no ATPDraw

Com base no que foi dito anteriormente, o circuito simulado no ATPDraw foi configurado com parâmetros representativos de sistemas reais, incluindo um gerador DFIG de 2 MW e 690 V, com as seguintes características elétricas: resistência do estator (R_s) de $0,0027 \Omega$, resistência do rotor (R_r) de $0,0022 \Omega$, indutância de magnetização (L_m) de $0,00366$ H/pu (sem saturação) e indutâncias de dispersão $L_{ls} = 7,95 \times 10^{-5}$ H/pu e $L_{lr} = 14,6 \times 10^{-5}$ H/pu. Além disso, o sistema operou com escorregamento inicial de $-10,85\%$ e frequência nominal de 50 Hz.

Para análise foram aplicados métodos de transformação de referencial das componentes, viabilizando o estudo separado das correntes de sequência positiva e negativa. Isso possibilitou a modelagem detalhada das condições de desequilíbrio de tensão no sistema. Controladores específicos para o DFIG foram implementados visando o controle da corrente do rotor, essenciais para a operação sob condições não ideais. Além disso, a simulação incluiu o uso de filtros notch para capturar a frequência dupla de oscilação das correntes do rotor. Ainda, a configuração adotada permitiu investigar os efeitos dos afundamentos no DFIG, avaliando aspectos como a resposta dinâmica e o desempenho dos controladores em uma simulação com parâmetros realistas.

3. RESULTADOS

Nesta seção, são apresentados e discutidos os resultados obtidos por meio das simulações do sistema DFIG sob condições de desequilíbrio de tensão no estator, destacando a resposta do sistema de controle de corrente do rotor. A atuação do controle PI desacoplado para as componentes de sequência negativa e positiva é mostrada por meio da evolução temporal das correntes e das tensões de referência.

3.1. Desempenho do controle de corrente

A Figura 4 mostra a operação das correntes do rotor antes e depois da atuação dos controladores PI. Observa-se que, após a entrada em operação do controle, as oscilações de dupla frequência, característica do desequilíbrio do rotor, são gradualmente atenuadas; isso está associado à presença de componentes de sequência negativa. Assim, com a ação do controle, as correntes começam a se estabilizar por volta de 4,5s a 5s, indicando que o sistema alcançou um novo equilíbrio dinâmico. Esse fator demonstra que o controlador PI é eficaz na rejeição de perturbações de sequência negativa.

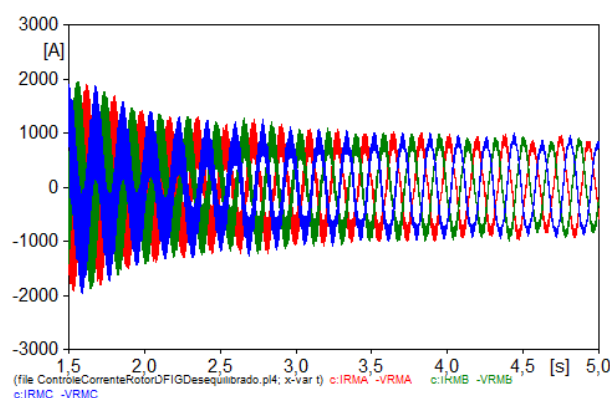


FIGURA 4. Correntes do rotor antes e depois da atuação dos controladores PI. (autoria própria).

A resposta do sistema para o rastreamento das correntes de sequência negativa de referência pode ser observada por meio da análise da Figura 5. Nota-se que o tempo de resposta é satisfatório, evidenciando o bom dimensionamento dos ganhos proporcional (K_p) e integral (K_i) dos controladores PI aplicados. A fim de garantir o rigor metodológico e a otimização do desempenho, esses parâmetros foram determinados de forma automatizada por meio das ferramentas de sintonia e modelagem integradas do software ATPDraw, dispensando a necessidade de ajustes de sintonia manuais. A atuação eficiente do controle pode ser observada não apenas na rapidez da resposta, mas também na capacidade do sistema de atuar de forma desacoplada sobre as componentes da corrente no referencial dq^- . Isso pode ser percebido, principalmente, pela diferença na dinâmica de resposta entre os eixos, o que confirma o benefício do controle vetorial empregado.

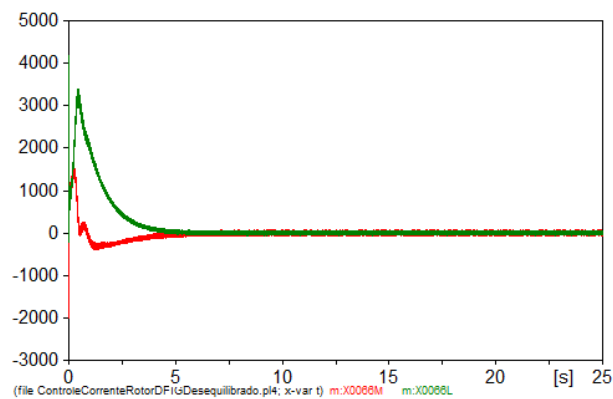


FIGURA 5. Tempo de rastreamento das correntes de sequência negativa. (autoria própria).

3.2. Condições de operação do estator

Por meio da análise da Figura 6, observa-se que a tensão do estator trifásico é caracterizada por um desequilíbrio entre as fases, com valores de pico de 300 V, 391 V e 391 V, correspondentes aos ângulos de 0° , -120° e 120° , respectivamente. Esse desvio da condição ideal de simetria entre as fases caracteriza uma situação de desequilíbrio de tensão na rede, o que leva à aparição de componentes de sequência negativa nas correntes do rotor, induzindo oscilações indesejadas. Tal comportamento justifica a necessidade da estratégia de controle adotada, voltada para a mitigação dos efeitos da sequência negativa.

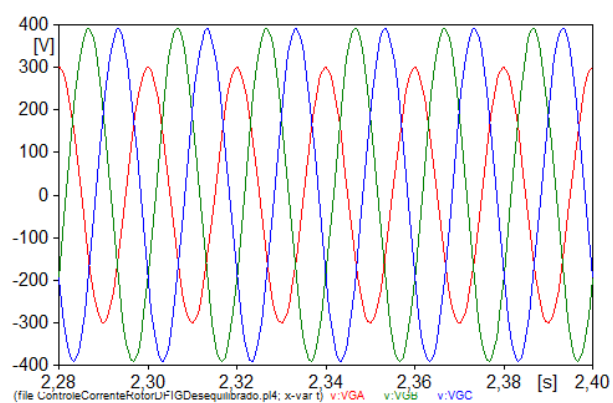


FIGURA 6. Tensão de alimentação do estator. (autoria própria).

3.3. Aplicações de tensões de sequência negativa

Na Figura 7 são apresentadas as tensões de referência geradas para a técnica de SPWM (Modulação por Largura de Pulso Senoidal), obtidas a partir da aplicação da transformada inversa $dq \rightarrow abc$. Essas tensões de referência representam a base para a geração dos sinais modulados que controlam o inversor conectado ao rotor do DFIG.

É possível observar que o sistema, por meio de sua estratégia de controle, gera propositalmente componentes de sequência negativa nas tensões de referência, com o objetivo de compensar e anular os efeitos causados por essas mesmas componentes nas correntes do rotor. Esse comportamento valida o princípio de que a injeção controlada de tensões de sequência negativa no rotor é uma técnica eficaz para promover o balanceamento das correntes do rotor do sistema.

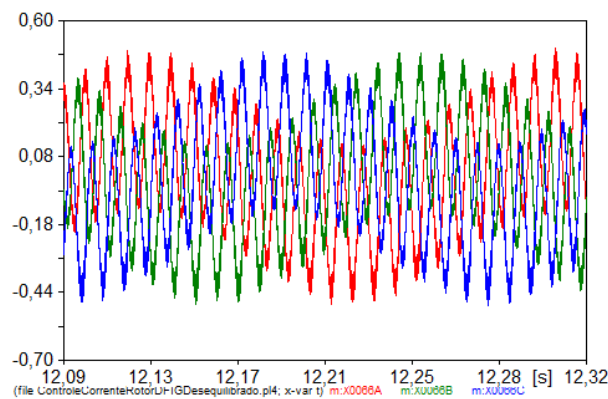


FIGURA 7. Tensões de referência geradas pelo SPWM. (autoria própria).

3.4. Estabilização da tensão do barramento CC

Por fim, a Figura apresenta a tensão do barramento CC, que é mantida em 1800V ao longo do período analisado. Essa estabilidade é fundamental para o funcionamento correto do inversor e para a eficiência geral do sistema. O controle do rotor desempenha um papel crucial ao contribuir para o equilíbrio energético do sistema, sob condições de operação supersíncronas, com escorregamento negativo de -10,85%, conforme adotado na simulação. A manutenção dessa tensão do barramento em níveis constantes indica que o sistema é capaz de controlar o fluxo de potência de forma eficaz, garantindo a estabilidade dinâmica e a robustez do gerador DFIG mesmo em condições adversas.

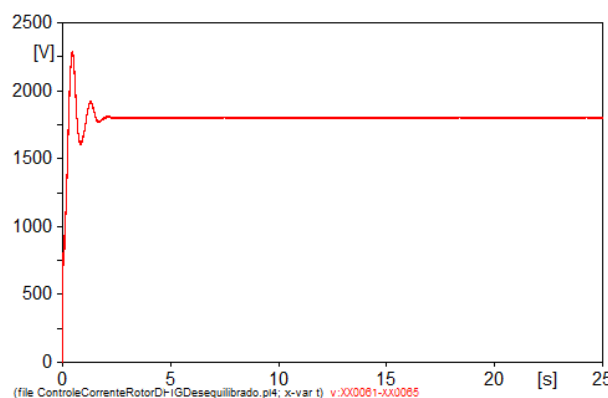


FIGURA 8. Tensão do barramento CC. (autoria própria).

4. CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou uma análise detalhada da operação e controle da corrente do rotor em um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) operando sob condições de desequilíbrio de tensões do estator. A partir da aplicação das transformadas vetoriais abc/dq^+ e abc/dq^- , foi possível implementar uma estratégia de controle vetorial desacoplada, que permite atuar de forma independente sobre as componentes de sequência positiva e negativa das correntes do rotor. Essa abordagem proporcionou maior precisão na compensação dos efeitos provocados pelas assimetrias na rede elétrica.

Por meio da aplicação da transformada inversa $dq \rightarrow abc$, foram geradas tensões de referência utilizadas no algoritmo SPWM, possibilitando que o conversor injetasse tensões de sequência negativa no rotor, as quais compensam as componentes indesejáveis decorrentes do desequilíbrio da rede. Os resultados obtidos evidenciaram a eficácia do controle proposto, demonstrada pela atenuação das oscilações de dupla frequência típicas das condições de desequilíbrio, bem como pela estabilização das correntes do rotor em torno de 5 s após a aplicação do controle.

Além disso, o sistema se mostrou capaz de manter a tensão do barramento CC em níveis estáveis e adequados (1800 V) durante a operação em modo supersíncrono, com escorregamento negativo, reforçando a robustez e a estabilidade do esquema de controle adotado.

Para continuidade e aprimoramento da pesquisa, recomenda-se a integração de controladores adaptativos ou ressonantes, que possam ser sintonizados em tempo real com base na frequência da rede, visando melhorar a

resposta do sistema diante de variações rápidas e transitórias de tensão. Além disso, sugere-se a incorporação de algoritmos preditivos baseados em modelos, que podem otimizar a atuação do conversor frente a distúrbios e flutuações da rede.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro por meio da concessão da bolsa, que foi essencial para o desenvolvimento deste trabalho. Estendo meus agradecimentos ao meu orientador, o qual contribuiu para o desenvolvimento dessa pesquisa.

REFERÊNCIAS

- [1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Balanço Energético Nacional 2025. Rio de Janeiro: EPE, 2025.
- [2] DANTAS, J. L. Contribuições para o estudo do DFIG diante de afundamentos desbalanceados: detecção e LVRT. 2017. 143 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)-Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.
- [3] OLIVEIRA, Ítalo André Cavalcanti de et al. Sistemas de geração eólica baseado no gerador de indução de rotor bobinado alimentado por tensões desequilibradas. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Energias Alternativas e Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2017.
- [4] Araújo, L. R. Análise de comportamento do dfig em uma rede elétrica diante de afundamentos de tensão e falhas internas utilizando técnicas de controle pi e lqi. 2018. 92 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e da Computação) - Campus de Sobral, Universidade Federal do Ceará, Sobral, 2018.
- [5] ELTAMALY, Ali M.; AL-SAUD, M. S.; ABO-KHALIL, Ahmed G. Dynamic control of a DFIG wind power generation system to mitigate unbalanced grid voltage. IEEE Access, v. 8, p. 39091-39103, 2020.
- [6] TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. Chichester: Wiley, 2011. Capítulos 6 e 10.
- [7] SCHMIDLIN JR, Celso R. et al. Modelo Simplificado para as Sequências Positiva e Negativa do Sistema de Conversão Eólico-Elétrico Baseado em Gerador de Indução Duplamente Alimentado. Eletrônica de Potência, v. 23, n. 2, p. 171-181, 2018.
- [8] BARROS, C. M. V. et al. Controle de Corrente e Tensão em Turbinas Eólicas com DFIG. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: LATIN AMERICA, 5., 2010, São Paulo. Anais [...] São Paulo: IEEE, 2010. p. 9-12.
- [9] LIU, Huakun et al. Mitigation of SSR by embedding subsynchronous notch filters into DFIG converter controllers. IET Generation, Transmission & Distribution, v. 11, n. 11, p. 2888-2896, 2017.
- [10] BORGES, Fernando Tondin. Filtro Notch digital para 60 Hz: projeto, simulação e montagem. 2018. 35 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2018.

Artigo

Avaliação da eficiência de microinversores utilizando módulos fotovoltaicos danificados

Gustavo Maia Rodrigues ¹, Humberto Dionísio de Andrade ², Adelson Menezes Lima ³, Arthur Mendes da Silva ⁴, Herick Talles Queiroz Lemos ⁵

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido; gustavomaiajbe17@gmail.com

²Universidade Federal Rural do Semi-Árido; humbertodionisio@ufersa.edu.br

³Universidade Federal Rural do Semi-Árido; adelsonmlima@ufersa.edu.br

⁴Universidade Federal Rural do Semi-Árido; arthur.silva54405@alunos.ufersa.edu.br

⁵Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco; herick.lemos@pesqueira.ifpe.edu.br

Recebido:20/05/2026;

Aceito:15/07/2026;

Publicado:15/07/2026;

Resumo: O presente trabalho tem como objetivo avaliar a eficiência de microinversores aplicados em módulos fotovoltaicos danificados, explorando o potencial de reaproveitamento desses equipamentos em usinas solares. O estudo foi realizado no Memorial Jardim das Palmeiras, em Mossoró/RN, onde foram instalados módulos com diferentes tipos de danos e analisados quanto ao desempenho energético utilizando microinversores. A metodologia envolveu o monitoramento da geração de energia de módulos trincados em diferentes graus e comparados com a geração de energia utilizando módulos intactos em ambiente simulado. Os resultados demonstraram que, apesar dos danos visuais, os módulos danificados apresentaram eficiência de geração próxima aos módulos sem danos, ressaltando o valor econômico e ambiental de reaproveitar esses equipamentos em projetos de energia solar. Além disso, os microinversores mostraram-se uma solução eficaz, permitindo maior flexibilidade na instalação e evitando perdas significativas por sombreamento ou *mismatch*. Conclui-se que a reutilização de módulos danificados pode trazer benefícios relevantes tanto para empresas quanto para o meio ambiente.

Palavras-chave: Microinversor; Módulos danificados; eficiência.

Evaluation of microinverter efficiency using damaged photovoltaic modules

Abstract: This study aims to evaluate the efficiency of microinverters applied to damaged photovoltaic modules, exploring the potential for reusing these components in solar power plants. The research was conducted at Memorial Jardim das Palmeiras, in Mossoró/RN, where modules with different types of damage were installed and analyzed for their energy performance using microinverters. The methodology involved monitoring the energy generation of cracked modules to varying degrees and comparing them with the energy generation of intact modules in a simulated environment. The results showed that, despite visual damage, the damaged modules exhibited generation efficiency similar to undamaged modules, highlighting the economic and environmental value of repurposing these components in solar energy projects. Additionally, microinverters proved to be an effective solution, offering greater flexibility in installation and avoiding significant losses due to shading or mismatch. It is concluded that the reuse of damaged modules can bring substantial benefits to both companies and the environment.

Key-words: Microinverter; Damaged modules; Efficiency.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos a busca por fontes de energia renováveis tem se intensificado, refletindo a necessidade de transição para um modelo energético mais sustentável e diversificado. A energia solar, em particular, tem se destacado como uma das alternativas mais promissoras, não apenas por sua abundância, mas também pela sua acessibilidade e versatilidade na aplicação em diferentes escalas.

Dentro desse contexto, a micro e minigeração distribuída de energia elétrica emerge como uma solução inovadora, permitindo que consumidores se tornem também produtores de energia, gerando eletricidade a partir de sistemas de menor porte. Essa tendência foi impulsionada por regulamentações, como a compensação de energia excedente produzida, que estimula a adoção desses sistemas [1].

Em 2023, a micro e minigeração distribuída atingiu 30.950 GWh, com uma potência instalada de 26.627 MW, destacando-se a fonte solar fotovoltaica, que sozinha contabilizou 29.813 GWh de geração e 26.366 MW de potência instalada. Esses dados demonstram o potencial significativo da energia solar dentro do panorama atual da matriz energética brasileira, indicando uma crescente adesão e viabilidade econômica dos sistemas de geração distribuída [1].

A utilização de microinversores tem ganhado cada vez mais espaço no mercado, especialmente como alternativa aos tradicionais inversores *string* em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR). Uma das principais vantagens dos microinversores é sua independência operacional, uma vez que são instalados diretamente nos módulos fotovoltaicos, permitindo que cada módulo opere de forma isolada. Isso significa que, diferentemente dos inversores *string*, onde todos os módulos estão conectados em série, um módulo danificado ou sombreado não afeta o desempenho dos demais. Essa característica torna os microinversores uma solução particularmente interessante para sistemas que utilizam módulos com diferentes graus de deterioração ou em locais onde o sombreamento parcial é uma preocupação constante [2].

Além disso, essa independência permite uma melhor extração de potência em condições adversas, como sombreamento parcial ou falhas em módulos específicos. Sistemas com microinversores não sofrem com o "mismatch" característico dos inversores *string*, no qual a corrente total da *string* é limitada pelo módulo com menor desempenho. Isso é especialmente relevante no caso da aplicação de módulos danificados, pois um módulo com desempenho reduzido não compromete a geração total do sistema. Por fim, os microinversores também oferecem maior flexibilidade na expansão do sistema e um monitoramento mais detalhado, uma vez que cada módulo é monitorado individualmente. Esse controle é essencial em projetos que utilizam módulos danificados, pois facilita a identificação de falhas específicas e permite otimizar a operação de cada módulo de forma independente [2].

A reciclagem de módulos fotovoltaicos ainda enfrenta desafios significativos, com tecnologias pouco eficientes e elevados custos de processamento, principalmente no Brasil, onde as iniciativas são limitadas em comparação com a Europa e os Estados Unidos [3].

A importância desse processo é evidente, já que o descarte inadequado pode causar contaminação ambiental, além de desperdiçar materiais valiosos que poderiam ser reaproveitados [4].

Diante dessas vantagens dos microinversores combinada com a possibilidade de reaproveitamento dos painéis, o presente estudo tem como objetivo avaliar a eficiência de sua aplicação em módulos solares danificados. Na Taldi Engenharia, foi observado que muitos módulos que sofreram danos durante a instalação ou transporte ainda possuem potencial de aproveitamento. Ao invés de descartá-los, o que envolveria processos complexos e custos adicionais, esses módulos podem ser reutilizados em expansões de usinas solares existentes da empresa, trazendo benefícios econômicos e contribuindo para um planejamento mais sustentável. Diante dessa afirmação, este trabalho faz uma análise da instalação dos módulos danificados numa usina localizada em uma edificação de propriedade da empresa, com intenção de realizar uma comparação do seu potencial de geração e eficiência, em relação a uma instalação de mesma dimensão e similaridade para um ambiente simulado e com utilização de módulos considerados intactos.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Este estudo foi realizado no Memorial Jardim Das Palmeiras, cemitério particular localizado na cidade de Mossoró, no estado do Rio Grande do Norte. A Figura 1 apresenta um fluxograma das etapas realizadas para a execução do trabalho.

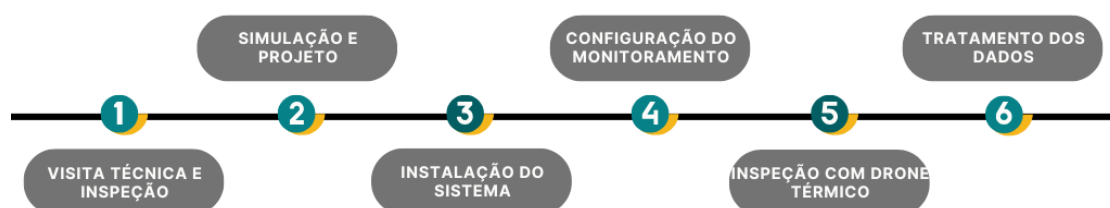


Figura 1. Fluxograma referente aos processos executados para realização do estudo (autoria própria).

A primeira etapa consistiu em uma visita técnica ao local, cujo objetivo foi avaliar a área disponível para instalação dos módulos danificados e definir os pontos estratégicos para a localização do quadro de alimentação dos microinversores, além do percurso dos eletrodutos para a parte de corrente alternada do sistema.

Para garantir uma avaliação mais precisa do espaço, foi utilizado um drone para capturar imagens aéreas detalhadas da área, como ilustrado na Figura 2. As imagens obtidas permitiram identificar melhor a localização para os módulos fotovoltaicos, otimizando o posicionamento em função da exposição solar e do layout do terreno. A Figura 1 também apresenta o drone utilizado durante a coleta das imagens, que foram fundamentais para a criação de um modelo tridimensional da área de montagem.



Figura 2. (a) Drone DJI MAVIC 3 PRO; (b) Local de instalação dos módulos fotovoltaicos, em forma de carport (autoria própria).

A partir das imagens adquiridas durante o sobrevoo, foi gerado um modelo tridimensional utilizando o *software* DroneDepoly de modelagem 3D. Esse *software* é amplamente utilizado na criação de modelos 3D de terrenos e estruturas, permitindo uma visualização detalhada e precisa, em que neste estudo a versão do tipo demo/gratuita é compatível com o drone do tipo DJI. O processo envolveu a elaboração de um plano de voo previamente definido, no qual o drone seguiu um percurso automatizado para capturar imagens em pontos estratégicos. Cada captura foi georreferenciada, permitindo que o *software* combinasse as imagens de forma precisa e gerasse o modelo esperado.

O modelo tridimensional gerado oferece uma representação exata da topografia do terreno, facilitando a análise e o planejamento da instalação dos módulos fotovoltaicos. Além disso, o *software* DroneDepoly permite a visualização do modelo em diferentes ângulos e a extração de dados relevantes, como a inclinação do terreno e a área disponível, otimizando a disposição dos módulos para maximizar a geração de energia solar.

Após a criação do modelo tridimensional, foi utilizado o *software* PVSOL, sendo utilizada uma versão de teste gratuito de 30 dias de validade e com acesso a todas as funcionalidades do programa para simulação de sistemas fotovoltaicos, em que oferece ferramentas avançadas para otimização do *layout* e análise de desempenho. Um dos principais recursos desse *software* é a capacidade de importar modelos 3D, permitindo realizar simulações precisas, levando em conta o sombreamento causado por elementos como edificações, árvores ou outros obstáculos no entorno. Na Figura 3 é possível analisar o modelo 3D na tela inicial do PVSOL.



Figura 3. Modelo 3D importado (autoria própria).

Com essa ferramenta, é possível ajustar com precisão a posição, orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos, verificando o impacto dessas variáveis no desempenho do sistema. O *software* PVSOL oferece análises detalhadas de sombreamento ao longo de diferentes períodos, como o movimento do sol durante o dia e ao longo das estações do ano, permitindo avaliar a quantidade de radiação solar em cada módulo em função das condições reais do local.

Após a importação do modelo 3D e o ajuste da sua posição no *software* PVSOL, foi necessário criar uma estrutura de montagem elevada para os módulos fotovoltaicos. Essa estrutura foi projetada de acordo com os parâmetros descritos na Figura 4, que detalha as especificações utilizadas para a simulação do estacionamento solar com módulos danificados. O projeto estrutural foi desenvolvido em colaboração com a equipe de engenharia civil da Taldi Engenharia, garantindo que as características da estrutura sejam adequadas para atender às exigências de segurança e estabilidade da instalação.

Figura 4. Parâmetros de construção da estrutura de elevação do carport (autoria própria).

Os módulos fotovoltaicos utilizados no sistema em análise são do fabricante Astronergy, modelo CHSM78N(DG)/F-BH 615Wp, seus parâmetros podem ser observados na Figura 5.

Electrical Specifications						
STC: Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25° C, AM=1.5						
Rated output (Pmpp / Wp)	605	610	615	620	625	630
Rated voltage (Vmpp / V)	45.63	45.79	45.96	46.12	46.29	46.45
Rated current (Impp / A)	13.26	13.32	13.38	13.44	13.50	13.56
Open circuit voltage (Voc / V)	55.21	55.41	55.61	55.81	56.01	56.21
Short circuit current (Isc / A)	13.78	13.87	13.95	14.03	14.11	14.19
Module efficiency	21.6%	21.8%	22.0%	22.2%	22.4%	22.5%
NMOT: Irradiance 800W/m ² , Ambient Temperature 20° C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s						
Rated output (Pmpp / Wp)	455.0	458.7	462.5	466.2	470.0	473.8
Rated voltage (Vmpp / V)	42.95	43.10	43.26	43.41	43.57	43.73
Rated current (Impp / A)	10.59	10.64	10.69	10.74	10.79	10.83
Open circuit voltage (Voc / V)	52.44	52.63	52.82	53.01	53.20	53.39
Short circuit current (Isc / A)	11.13	11.19	11.26	11.32	11.39	11.45

Figura 5. Datasheet do módulo fotovoltaico utilizado [5].

Com o modelo do módulo definido e todos os parâmetros da estrutura devidamente ajustados, iniciou-se a inserção dos painéis no ambiente simulado, buscando otimizar o *layout* com base na área disponível para instalação e na identificação dos possíveis objetos que pudessem causar sombreamento à usina. O *software* permitiu testar diferentes configurações, levando em consideração a geometria do local e a posição relativa das estruturas próxima.

Após uma análise criteriosa, foi determinado o *layout* ideal para o *carport* nas vagas de estacionamento do Memorial Jardim das Palmeiras. A simulação possibilitou a avaliação de diversos fatores, como a maximização da área útil e a mitigação de perdas por sombreamento. A Figura 6 apresenta o *layout* final da usina no ambiente simulado, em diferentes ângulos de visualização.

Árvores, postes e qualquer possível fonte de sombreamento que pudesse prejudicar o desempenho da usina foram adicionados no modelo, para que o estudo de sombreamento em cada módulo fosse o mais próximo da realidade possível. Na Figura 7 pode-se observar a porcentagem de sombreamento em cada módulo no ambiente simulado. Além disso, apresenta a análise de sombreamento realizada, onde é possível observar que todos os módulos possuem uma taxa de sombreamento inferior a 1%. Esse resultado confirma a viabilidade da instalação das placas solares na área selecionada, garantindo que as perdas por sombreamento sejam mínimas e, portanto,

que o sistema operará de forma eficiente. Tal análise é crucial para assegurar que os módulos estejam posicionados de forma a maximizar a captação de radiação solar, evitando impactos significativos no desempenho geral da usina.



Figura 6. (a) Vista superior da usina solar no ambiente simulado; (b) Vista norte da usina solar no ambiente simulado (autoria própria).

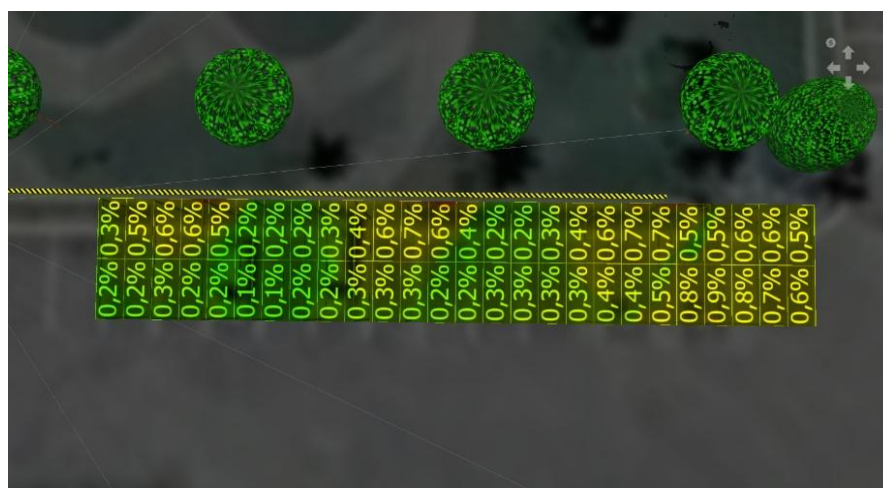


Figura 7. Porcentagem de sombreamento nos módulos no ambiente simulado (autoria própria).

Para finalizar a simulação e obter uma análise precisa do rendimento do sistema, foi necessário adicionar os microinversores ao projeto. O microinversor escolhido para este estudo foi o modelo SIW100G M010 W00 da fabricante WEG, cujos parâmetros estão detalhados na Figura 8.

Modelo	SIW100G M006 W00	SIW100G M008 W00	SIW100G M010 W00	SIW100G M012 W00
ENTRADA (PV)				
Potência do módulo aplicável [W]	355 Wp - 670 Wp +			
Tensão de rastreamento de potência de pico [V]	31 ~ 45			
Tensão de entrada máxima [V]	60			
Tensão de partida [V]	24			
Corrente de entrada máxima [A]	20			
Corrente de curto-circuito por entrada [A]	24			
Número de MPPTs	2			
Número de entradas por MPPT	1			
Classe de proteção de sobretensão DC	II			
SAÍDA (CA)				
Potência nominal de saída [W]	600	800	1000	1200
Potência aparente de saída nominal [VA]	600	800	1000	1200
Potência aparente de saída de pico [VA]	600	800	1000	1200
Corrente de saída nominal [A]	2.72	3.64	4.54	5.46
Tensão/faixa de saída nominal [V]	230/180 ~ 275			
Frequência de saída nominal [Hz]	50/45 ~ 55 ou 60/55 ~ 65			
Fator de Potência	>0,99			
Distorção harmônica total [%]	<3			
Unidades máximas por ramal de 12AWG	9	6	5	4
Classe de proteção de sobretensão CA	III			
EFICIÊNCIA				
Eficiência ponderada europeia [%]	95.10			
Eficiência máxima [%]	95.60			
Eficiência nominal do MPPT [%]	99.90			
DADOS GERAIS				
Dimensões (W*H*D) [mm]	270*182*34.5			
Peso [kg]	4.0			
Método de resfriamento	Convecção natural			
Classe de proteção	IP67			
Altitude máxima de operação [m]	3000			
Faixa de temperatura ambiente operacional [°C]	-25..... +45			
Faixa de umidade relativa permitida [%]	1-100			
Consumo nominal noturno [mW]	<50			
Comunicação	WIFI			
Tipo de isolamento	Transformador HF isolado galvanicamente			
Monitoramento	SUNWEG, WEG IOT			
REGULAMENTAÇÃO				
Rede, EMC e Segurança	PORTARIAS INMETRO 140/2022 e 515/2023			

Figura 8. Especificações técnicas do microinversor [6].

Esse modelo foi selecionado devido à sua capacidade de operar com módulos de potência entre 355Wp e 670Wp. Diferentemente de sistemas com inversores *string*, onde o desempenho de um módulo pode limitar a geração de energia de todo o conjunto, os microinversores oferecem uma vantagem significativa, pois cada módulo possui seu próprio MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) e *string* individual, permitindo que os módulos operem de forma independente. Isso significa que, mesmo que um módulo danificado apresente uma eficiência reduzida, não afetará no restante do sistema, maximizando a geração de energia como um todo. Essa vantagem é muito importante no contexto deste estudo, que busca avaliar a eficiência de microinversores quando combinados com módulos danificados. Dessa forma, é possível conectar dois módulos a cada microinversor, em paralelo, sem que um limite a produção de outro e possibilitando a combinação de módulos fotovoltaicos de modelos diferentes em um mesmo equipamento, o que é mais complicado de pôr em prática quando trata-se de sistemas *on-grid* com inversor *string*.

Essa configuração é fundamental para análise, uma vez que as placas danificadas podem apresentar variabilidade em seu desempenho e, utilizando microinversores, pode-se medir o desempenho de cada módulo de forma isolada, garantindo uma análise precisa da eficiência de cada um em diferentes condições de dano. Na Figura 9 pode-se observar o microinversor utilizado.



Figura 9. Imagem do microinversor utilizado na instalação (autoria própria).

Após a configuração dos inversores na simulação, foram gerados gráficos detalhados com dados sobre a geração mensal de cada microinversor, bem como a geração total do sistema solar. Essas simulações levaram em consideração variáveis climáticas locais, obstruções físicas (como árvores e construções), orientação e inclinação dos módulos, além de perdas por sombreamento e outros fatores relevantes. A partir dessas informações, foi obtida uma estimativa confiável da geração da usina solar com módulos intactos, criando um cenário de referência para posterior comparação com os módulos danificados.

Em seguida, foi utilizado o software AutoCAD para a elaboração do projeto executivo da usina solar. Esse projeto incluiu o diagrama unifilar do sistema e o detalhamento 2D da usina, mapeando o posicionamento de todos os microinversores e módulos solares. Os desenhos criados facilitaram a execução da obra, permitindo uma clara visualização da localização de cada equipamento e da disposição dos componentes do sistema.

Com o projeto finalizado, foi elaborada uma lista detalhada de todos os materiais necessários para a instalação, que foi enviada ao almoxarifado da Taldi Engenharia para o devido preparo. No entanto, uma seleção criteriosa dos módulos solares danificados foi realizada, em que foi observado o nível de deformação, tipo de dano e localização dele no módulo para ser decidido se teria condição de ser utilizado no sistema. Nem todos os módulos estavam em condições utilizáveis, alguns apresentavam danos severos como grandes deformações ou furos que os tornavam inviáveis para a operação. Os módulos foram classificados de acordo com a Tabela 1.

Tabela 1. categorização dos danos dos módulos fotovoltaicos (autoria própria).

<i>Danos na parte frontal</i>	<i>Danos na parte posterior</i>	<i>Totalmente Danificados</i>
Módulos com danos apenas na parte frontal	Módulos com danos apenas na parte posterior	Módulos com danos em ambas as partes

Essa categorização permitiu um melhor entendimento do impacto de cada tipo de dano no desempenho dos microinversores, sendo um ponto chave na análise da eficiência do sistema.

Foi realizado um voo com drone térmico da DJI após a instalação dos módulos solares, gerando imagens termográficas dos módulos danificados. Essas imagens foram fundamentais para identificar pontos de calor (*hotspots*) que poderiam indicar falhas, sobreaquecimentos ou perdas de eficiência. A partir dessa análise térmica, foi possível comparar as condições térmicas dos módulos com os dados de geração de energia monitorados pelo sistema. A Figura 10 mostra o modelo do drone DJI utilizado para realizar as filmagens termográficas.



Figura 10. Drone térmico utilizado para inspeção (autoria própria).

Por fim, os dados obtidos das simulações, o monitoramento em tempo real no *WEG PV Cloud* e as imagens termográficas foram cuidadosamente comparadas. Isso permitiu uma análise conclusiva sobre o impacto dos módulos danificados na eficiência geral do sistema solar. A combinação dessas três ferramentas — simulação, monitoramento de geração e análise visual térmica — proporcionou uma avaliação abrangente do desempenho dos microinversores em relação aos diferentes níveis de dano dos módulos.

3. RESULTADOS

Após a conclusão da simulação, onde foram instalados 52 módulos de 615Wp, totalizando uma potência de 31,98kWp, e configurados os 26 microinversores de forma organizada para facilitar o mapeamento na etapa de configuração, foi obtida a divisão mostrada na Figura 11.

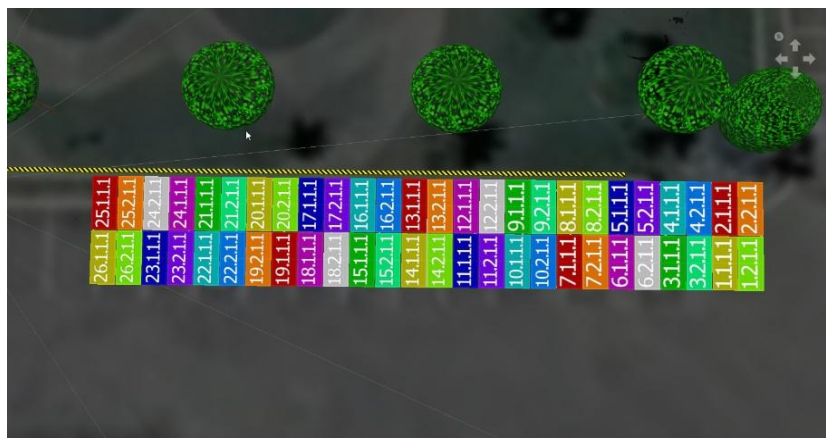


Figura 11. Distribuição dos microinversores no sistema simulado (autoria própria).

Como abordado na Seção 1, é possível conectar até quatro microinversores em paralelo por meio de um conector específico para este modelo da WEG, permitindo assim uma saída em corrente alternada (CA). Essa solução é eficiente, pois reduz a quantidade de cabos necessários, eliminando a necessidade de uma saída CA para cada equipamento.

A Figura 11 apresenta uma nomenclatura acima de cada módulo, que representa, respectivamente: Inversor, MPPT, *String*, Módulo. Ou seja, o inversor 1 possui duas nomenclaturas (1.1.1.1 e 1.2.1.1), uma para cada MPPT, já que cada equipamento possui dois MPPTs com capacidade de um módulo por MPPT. Esse sistema permite identificar cada microinversor e seus módulos correspondentes de maneira clara, facilitando o processo de monitoramento e análise de desempenho.

Após a configuração dos microinversores, foi realizado o cálculo do rendimento anual previsto para o sistema solar fotovoltaico, considerando as condições climáticas de Mossoró/RN, além de fatores como eficiência dos módulos, sombreamento, entre outros. O software utiliza dados históricos de radiação solar e temperatura para estimar a geração de energia ao longo do ano.

A Figura 12 ilustra a previsão de rendimento mensal em kWh, com uma expectativa total de 55.209 kWh/ano, conforme indicado na figura. Essa estimativa oferece uma visão clara do potencial energético do sistema ao longo dos diferentes meses, evidenciando períodos de maior e menor produção de acordo com as variações sazonais do clima da região.

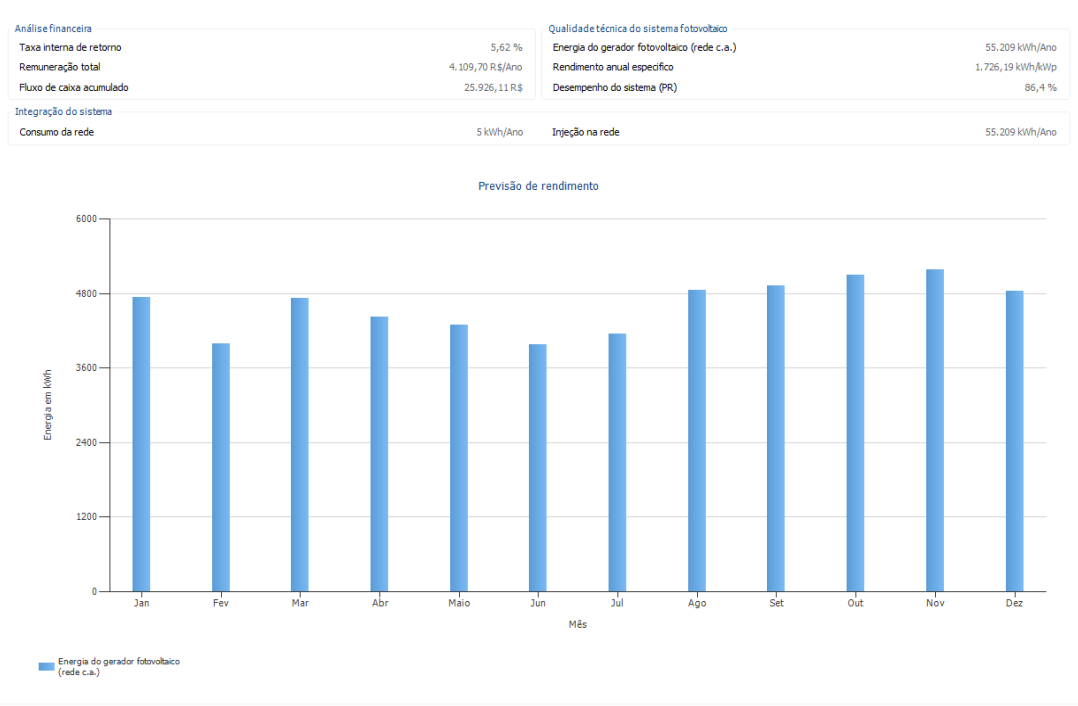


Figura 12. Previsão de rendimento anual do sistema fotovoltaico, conforme simulação realizada (autoria própria).

Vale ressaltar que o foco da análise comparativa será para o mês de outubro do ano de 2024, visto que a usina entrou em operação dia quatro de outubro, tendo um período de análise de quinze dias. Para isso, foi necessário realizar separadamente a simulação de geração de cada microinversor, conforme pode ser observado na Tabela 2, que apresenta os valores obtidos na simulação, referentes à geração estimada de cada microinversor

para o mês de outubro, assim como o percentual que essa geração representa em relação ao total anual. Esse detalhamento permite uma avaliação individual do desempenho de cada equipamento, facilitando a análise da eficiência do sistema ao longo do tempo.

Tabela 2. Desempenho simulado dos microinversores no mês de outubro de 2024 (autoria própria).

<i>Microinversor</i>	<i>Geração Estimada (kWh)</i>	<i>Percentual da geração anual (%)</i>
1	198,80	9,377
2	190,50	9,103
3	196,70	9,385
4	195,80	9,430
5	191,20	9,190
6	196,40	9,318
7	195,70	9,192
8	193,70	9,167
9	195,40	9,159
10	196,60	9,186
11	197,50	9,166
12	195,70	9,203
13	194,60	9,354
14	197,60	9,199
15	198,00	9,240
16	192,00	9,169
17	196,00	9,182
18	196,80	9,197
19	197,60	9,141
20	195,10	9,142
21	195,20	9,310
22	197,50	9,164
23	198,00	9,226
24	192,00	9,217
25	196,70	9,200
26	196,40	9,151

Após a conclusão das simulações, a elaboração do projeto executivo e as reuniões com a equipe técnica, foi iniciada a montagem da usina solar. A equipe responsável pela obra utilizou módulos que apresentavam danos causados durante transporte ou instalação, escolhidos de forma criteriosa. A Figura 13 apresenta a usina fotovoltaica totalmente instalada.



Figura 13. Usina fotovoltaica instalada (autoria própria).

Após finalizar a instalação e interligação da usina, foi necessário configurar o monitoramento dos microinversores, o que permitiu o acompanhamento completo dos dados da usina. Dessa forma, foi possível

realizar a comparação da eficiência do sistema solar utilizando módulos danificados. A Figura 14 apresenta a tela inicial do aplicativo de monitoramento dos microinversores WEG.

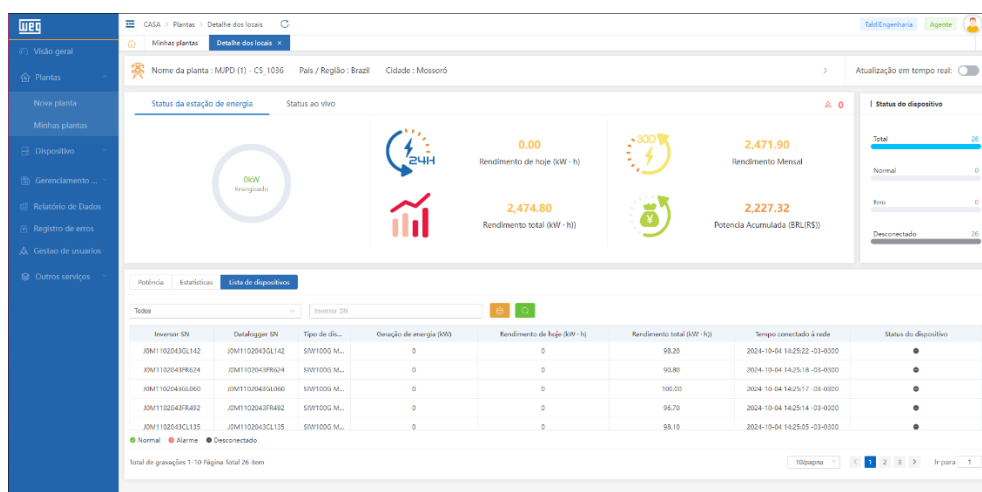


Figura 14. Tela inicial do aplicativo de monitoramento WEG PV CLOUD [7].

Com todos os microinversores conectados, foi possível obter os dados de geração dos primeiros quinze dias de análise, que se iniciou no dia quatro de outubro e terminou no dia dezoito. A Figura 15 apresenta um gráfico comparativo entre a geração simulada e a medida. Como o período de análise foi de 15 dias, a geração média de cada microinversor foi calculada dividindo-se a geração total de outubro pela quantidade de dias do mês, e em seguida multiplicando-se o valor por quinze. Assim, temos a geração média em quinze dias simulada e a geração real acompanhada pelo aplicativo. O respectivo período de análise foi delimitado pela equipe de desenvolvimento do trabalho com a empresa parceira no estudo, desta forma apenas disponibilizado o respectivo período mencionado.

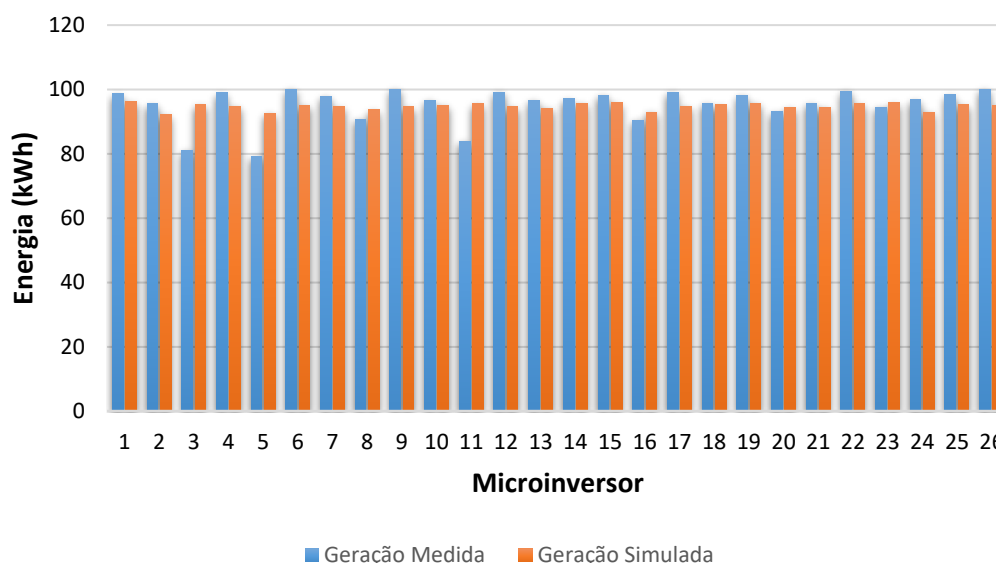


Figura 15. Comparativo entre energia gerada e energia simulada pelos microinversores no mês de outubro (autoria própria).

De modo geral, a maioria dos microinversores apresentou uma geração de energia muito próxima ou, em alguns casos, até superior ao valor estimado pela simulação. Este resultado é especialmente notável, considerando que os módulos utilizados estavam destinados ao descarte devido aos danos existentes.

No entanto, os microinversores 3, 5 e 11 exibiram uma performance inferior em relação à simulada. A análise termográfica apresentada na Figura 16, permite uma inspeção mais profunda dos danos dos módulos e sua correlação com a redução na geração de energia.

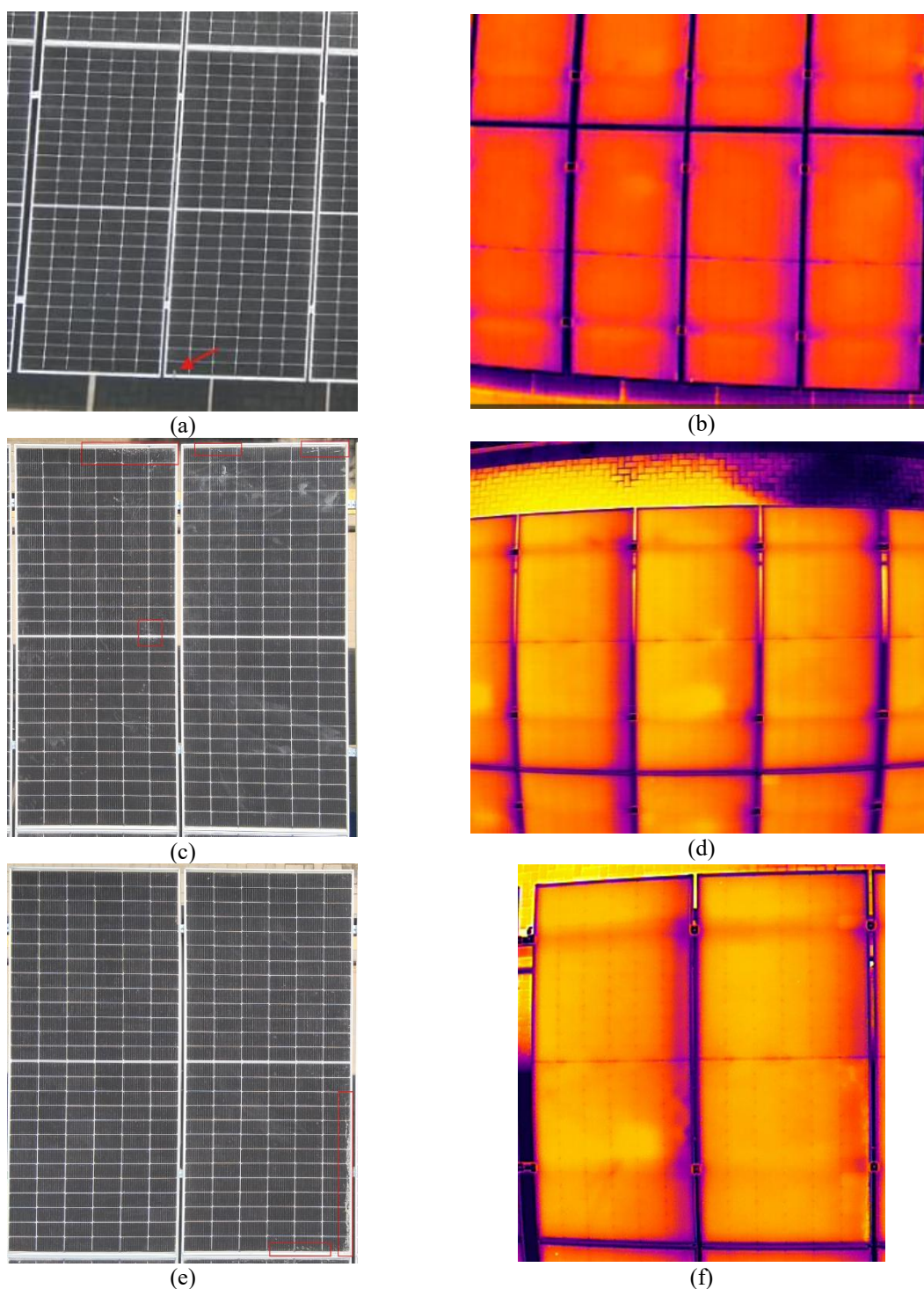


Figura 16. (a) Imagem do conjunto de módulos do microinversor 3; (b) Imagem térmica do conjunto de módulos do microinversor 3; (c) Imagem do conjunto de módulos do microinversor 5; (d) Imagem térmica do conjunto de módulos do microinversor 5; (e) Imagem do conjunto de módulos do microinversor 11; (f) Imagem térmica do conjunto de módulos do microinversor 11 (autoria própria).

Como pode ser observado na Figura 16, os microinversores que apresentaram uma geração abaixo da média possuem danos visíveis, que foram identificados e registrados através de imagens térmicas capturadas pelo drone. Esses danos, como rachaduras e falhas na estrutura dos módulos, impactam diretamente a eficiência do sistema. As imagens térmicas mostram claramente os pontos de aquecimento, indicando áreas de maior resistência interna no módulo. Essas áreas comprometidas geram um desempenho inferior em relação aos demais microinversores, que apesar de possuírem danos, tiveram um desempenho ainda melhor do que o esperado e até mesmo melhor do que o simulado, o que é excelente para a pesquisa.

Em relação à temperatura dos módulos fotovoltaicos, não foi constatada uma diferença significativa na geração de energia devido a esse fator. Durante o horário de pico de temperatura em Mossoró/RN, todos os

módulos apresentaram uma temperatura média similar, variando entre 55°C e 58°C, como mostrado na Figura 17.

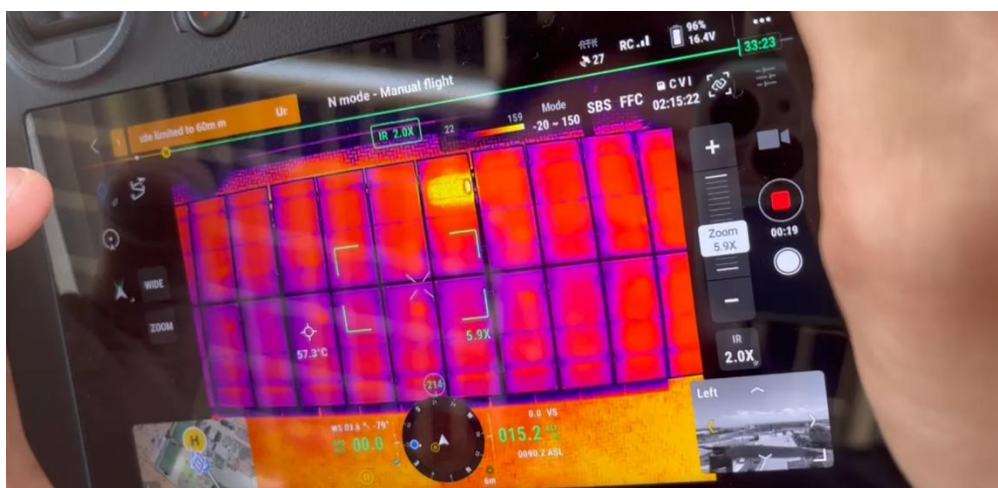


Figura 17. Imagem da tela do controle do drone térmico, possibilitando observar a temperatura do módulo (autoria própria).

Com base nos dados obtidos através do monitoramento e das imagens termográficas capturadas pelo drone térmico, foi possível observar que, apesar de alguns módulos apresentarem danos visíveis e uma leve redução na geração de energia, a eficiência geral dos microinversores manteve-se dentro das expectativas. A variação de temperatura entre os módulos não se mostrou um fator determinante para a perda de eficiência, visto que todos os módulos operaram dentro de uma faixa térmica uniforme, como apresentado na Figura 17.

Esses resultados reforçam a viabilidade do reaproveitamento de módulos danificados em sistemas com microinversores, especialmente em condições como as observadas na cidade de Mossoró/RN. Com isso, é possível agora discutir as implicações desses achados e as conclusões gerais a partir deste estudo.

4. CONCLUSÃO

Os resultados obtidos ao longo deste estudo proporcionaram uma análise detalhada sobre a eficiência de microinversores aplicados em módulos fotovoltaicos danificados. A partir da comparação entre geração simulada, e a geração real, medida através do aplicativo de monitoramento da WEG para os microinversores, foi possível observar um comportamento consistente em quase todos os equipamentos, que em alguns casos até ultrapassaram a geração média simulada no período de quinze dias de análise, o que confirma a eficácia do sistema, mesmo com módulos comprometidos.

A utilização do drone térmico, em conjunto com o monitoramento detalhado via aplicativo, permitiu identificar e classificar os principais danos que impactaram a eficiência dos módulos. Além disso, a flexibilidade proporcionada pelos microinversores se mostrou crucial para a usina, especialmente em contextos que envolvem o reaproveitamento de módulos danificados de diferentes modelos, um processo que seria desafiador para inversores string. Com os microinversores, é possível integrar módulos de especificações variadas sem comprometer a eficiência do sistema, possibilitando a expansão e adaptação da usina de maneira mais dinâmica.

É importante destacar que o objetivo do estudo não é comercializar módulos danificados, mas sim explorar a viabilidade do seu uso nas instalações da própria empresa. Outro aspecto importante a ser mencionado, é que o período de análise foi de apenas quinze dias, sendo esse delimitado pela empresa parceira junto com equipe que desenvolveu o trabalho. Embora que para uma análise mais conclusiva e completa faz-se necessário um período maior do que o analisado, pois contemplaria um espaço temporal envolvendo períodos climáticos com baixa e alta precipitação, assim como insolação na região de instalação da planta em estudo. Outro aspecto observado e que serve como uma recomendação para trabalhos futuros, é que toda análise realizada no presente estudo está direcionada na comparação geral da eficiência da usina construída em estudo com o cenário em ambiente simulada com os módulos intactos, ou seja, faz-se necessário realizar um diagnóstico que retrate uma avaliação por tipo de danos pertinentes a cada módulo, fazendo assim, uma análise mais precisa de cada dano na eficiência total do conjunto comum todo.

A reutilização desses módulos, que ainda apresentam um desempenho próximo ao dos módulos intactos, revela-se uma alternativa econômica e sustentável, reduzindo custos operacionais e o descarte de componentes que ainda possuem valor funcional. Assim, a combinação de módulos danificados e microinversores constitui uma solução eficaz e viável, especialmente para projetos de expansão gradual das usinas solares da empresa, otimizando recursos e promovendo sustentabilidade.

AGRADECIMENTOS

Expresso minha gratidão a todos os professores do curso de Engenharia Elétrica da UFERSA, que compartilharam seus conhecimentos ao longo desses anos de aprendizado. Em especial, agradeço à Taldi Engenharia por ter me proporcionado todo o suporte necessário para a realização deste estudo, possibilitando o desenvolvimento prático e técnico deste projeto. Sem o apoio de todos esses pilares, este trabalho não seria possível.

REFERÊNCIAS

- [1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional: BEN 2024**. Brasília: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>. Acesso em: 01 set. 2024.
- [2] GODOI, Rodolfo Rodrigues de. **Análise comparativa de desempenho de inversor String e microinversor**. 2017. 83 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2017.
- [3] OLIVEIRA, Dênis Bergamo de e LEBENSOLD, Felipe e OLIVEIRA, Lucas Tabuso de. **Destinação final das placas fotovoltaicas pós-consumo no Brasil**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.
- [4] COELHO, T. F.; SERRA, J. C. V. **Tecnologias para Reciclagem de Sistemas Fotovoltaicos: Impactos Ambientais**. Revista Meio Ambiente e Sustentabilidade, [S. l.], v. 15, n. 7, 2018. p. 1-17. [10.22292/mas.v15i7.820](https://doi.org/10.22292/mas.v15i7.820).
- [5] ASTRONERGY. **ASTRO N5 CHSM78N(DG)/F-BH: Bifacial Series: 625~650W**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://cdn.enfsolar.com/z/pp/2026/5/d22y40w531r6jm/1.pdf>. Acesso em: 1 set. 2024.
- [6] WEG. **Microinversor Monofásico SIW100G**. Jaraguá do Sul, 2026. Disponível em: https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Drives/M%C3%B3dulos-e-Inversores-Fotovoltaicos/Microinversor-Monof%C3%A1sico-SIW100G/Microinversor-Monof%C3%A1sico-SIW100G/p/MKT_WDC_BRAZIL_PRODUCT_SOLAR_INVERTER_1PHASE_SIW100G. Acesso em: 2 set. 2024.
- [7] WEG. **WEG PV CLOUD**, 2024, Disponível em: <https://weg.pv-hub.cloud/login>. Acesso em: 10 out. 2024.



Artigo

Dimensionamento e análise de viabilidade técnico-econômica de sistema fotovoltaico conectado à rede aplicado à estação elevatória de esgoto

Felipe Augusto da Silva Mendonça¹, Maria Izabel da Silva Guerra², Romênia Gurgel Vieira³, Igor Pacífico Xavier da Silva⁴

¹Universidade Federal Rural do Semiárido; felipeaaugusto@gmail.com

²Universidade Federal Rural do Semiárido; izabel.guerra@ufersa.edu.br

³Universidade Federal Rural do Semiárido; romenia.vieira@ufersa.edu.br

⁴Universidade Federal Rural do Semiárido; contato.igorxsilva@gmail.com

Recebido: 16/05/2026;

Aceito: 10/06/2026;

Publicado: 15/07/2026;

Resumo: Devido ao aumento da demanda por energia elétrica impulsionado pelo crescimento populacional, torna-se essencial a diversificação da matriz energética. Nesse contexto, cresce a busca por fontes de geração de energia limpa e segura. A energia fotovoltaica destaca-se como uma alternativa promissora, caracterizada pela facilidade de implementação, menor custo relativo em comparação a outras tecnologias e retorno atrativo a longo prazo. Este estudo apresenta o dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) destinado ao suprimento energético de uma estação elevatória de esgoto. Considerando as limitações de espaço físico disponível, o sistema proposto foi composto por 24 módulos, resultando em uma potência nominal de 10,8 kWp e uma geração média mensal de 1.840,03 kWh. Essa produção seria capaz de atender aproximadamente 73% do consumo da unidade. A análise ambiental indicou que a implantação do sistema evitaria a emissão de mais de uma tonelada de CO₂ por ano. Além disso, foi realizada uma avaliação de viabilidade econômica com base no Retorno sobre Investimento (ROI) e no Valor Presente Líquido (VPL). Os resultados demonstraram que o sistema é ambientalmente e economicamente viável, com tempo de retorno estimado entre 4 e 5 anos. Considerando uma vida útil de 25 anos, projeta-se pelo menos 15 anos de lucratividade após o período de amortização.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico conectado à rede; estação elevatória; ROI; VLP; avaliação ambiental

Technical and economic feasibility analysis of grid-connected photovoltaic systems applied to wastewater pumping stations

Abstract: Due to the increasing demand for electrical energy driven by population growth, the diversification of the energy matrix has become essential. In this context, the search for clean and reliable energy sources has intensified. Photovoltaic energy stands out as a promising alternative because of its ease of implementation, relatively low cost compared to other technologies, and attractive long-term return. This study presents the design of a Grid-Connected Photovoltaic System (GCPVS) intended to supply part of the energy demand of a sewage pumping station. Considering the available installation area constraints, the proposed system was composed of 24 photovoltaic modules, resulting in an installed capacity of 10.8 kWp and an average monthly energy generation of 1,840.03 kWh. This production would be capable of supplying approximately 53% of the facility's electricity consumption. The environmental assessment indicated that the system would prevent the emission of more than one ton of CO₂ annually. In addition, an economic feasibility analysis was performed based on Return on Investment (ROI) and Net Present Value (NPV). The results demonstrated that the proposed system is both environmentally and economically viable, with an estimated payback period between four and five years.

Considering a service life of 25 years, at least 15 years of profitability are expected after the investment recovery period.

Keywords: Grid-connected photovoltaic system; wastewater pumping station; return on investment (ROI); net present value (NPV); environmental assessment

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica tem grande relação com desenvolvimento tecnológico e com o crescimento econômico. Ao longo dos últimos anos, foi visto um elevado crescimento no consumo energético do mundo e dois dos principais fatores são o aumento exponencial da população e o grande avanço tecnológico. Por outro lado, com a recorrente queda na oferta de combustíveis fósseis, que é a principal fonte de energia que existe, e os grandes índices de poluição resultantes dessa fonte, surge uma grande preocupação acerca da oferta mundial de energia [1].

As fontes renováveis de energia aproveitam recursos inesgotáveis, como a energia hidráulica, a energia gerada pelos ventos e a energia solar. O uso das fontes renováveis tem como vantagem o fato de serem inesgotáveis e de provocarem menor impacto ambiental em relação aos combustíveis fósseis, por não produzirem dióxido de carbono e outros gases nocivos à saúde [2].

Dentre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica é uma opção viável, por ser uma fonte limpa e inesgotável. A geração de energia elétrica através do Sol ocorre por meio da conversão fotovoltaica, na qual os fótons incidem sobre as células solares fotovoltaicas, construídas com materiais semicondutores, que resultam na produção de energia elétrica de forma direta [1].

Segundo [3], entre 2014 e 2024, o consumo de energia elétrica do Brasil foi de 475,4 TWh para 561,6 TWh. Esse crescimento no consumo de energia elétrica tem ajudado na renovabilidade e diversificação da matriz elétrica brasileira. Embora a energia hidráulica continue sendo a principal fonte geradora de energia elétrica no Brasil, a energia solar fotovoltaica tem apresentado um crescimento expressivo depois de 2016, com um valor médio anual de 149% desde 2017. Ainda de acordo com [3], a oferta de eletricidade proveniente da energia solar fotovoltaica era de 85 GWh em 2016 e passou para 70.665 GWh em 2024.

No setor de saneamento, por exemplo, estima-se que as despesas com energia elétrica se situam na faixa de 10 a 20%, sendo essas despesas um item de extrema importância nos seus orçamentos. De modo geral, os motores elétricos das bombas centrífugas utilizadas em estações elevatórias de água e esgoto são responsáveis por cerca de 90% das despesas com energia elétrica nesse setor [4].

Assim sendo, a integração de microgeração distribuída a infraestruturas de saneamento e bombeamento hidráulico tem se consolidado como uma alternativa para a mitigação de custos operacionais e eficiência energética dos sistemas. Contudo, cada sistema apresenta suas peculiaridades dependendo dos cenários de dimensionamento, que podem ir desde a disponibilidade de área superficial para a máxima otimização da potência instalada até as aplicações sob restrições físicas econômicas ou estruturais, nas quais a potência do arranjo fotovoltaico é limitada estritamente pela geometria das coberturas e áreas edificadas pré-existentes.

Em 2018, por exemplo, [5] projetou um sistema de microgeração híbrido (solar-eólico) para suprimento energético de uma Estação Elevatória de Esgoto (EEE) em Santa Rosa (RS). O autor utilizou ferramentas computacionais para determinar a fração de contribuição de cada fonte renovável, com o objetivo de neutralizar o consumo ativo da unidade. No trabalho de [5], a área superficial existente era suficiente para a alocação de arranjos FV de modo a equalizar ou até superar a energia consumida pelas bombas elevatórias.

Ainda em 2018, [6] investigou o dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) para suprir a energia elétrica consumida por poços de petróleo operando com diferentes métodos de elevação artificial. O estudo utilizou simulações computacionais para calcular a potência necessária em cada método e projetar usinas fotovoltaicas (FV) capazes de atender às demandas da unidade consumidora. Os resultados mostraram que, em todos os casos, o tempo de *payback* foi considerado satisfatório em relação à vida útil dos poços. Com isso, o trabalho concluiu que a energia solar fotovoltaica seria uma alternativa viável para reduzir custos operacionais e emissões ambientais na indústria do petróleo, especialmente em poços localizados em áreas isoladas da rede elétrica.

No tocante a sistemas de bombeamento isolados (off-grid), [7] propuseram uma análise paramétrica voltada ao dimensionamento ótimo (*optimal sizing*) de sistemas FV acoplados a motobombas. A metodologia dos autores fundamentou-se na expansão da área do arranjo FV para o atendimento pleno do perfil de carga hidráulica diária, otimizando o balanço entre os módulos, o conversor CC-CC e a capacidade de armazenamento. Em contrapartida, a abordagem metodológica adotada nesta pesquisa inseriu uma variável de contorno rígida, pois o espaço físico útil era um limitador do projeto. Assim, a maximização da energia gerada deixou de ser em função do perfil de demanda do sistema de bombeamento e passou a ser indexada pela máxima densidade de potência permissível na área geométrica disponível.

Posteriormente, em 2022, [8] desenvolveram o projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR) para ser implementado em uma residência urbana da cidade de Almino Afonso/RN. O objetivo era avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental da instalação do SFCR. O dimensionamento considerou o consumo energético da residência e a radiação solar incidente na região. Os resultados demonstraram que o sistema projetado era capaz de suprir a demanda energética da unidade, reduzindo a dependência da concessionária e proporcionando

economia financeira a médio e longo prazo. Além disso, o estudo evidenciou benefícios ambientais, como a diminuição da emissão de gases de efeito estufa, reforçando a energia solar como alternativa sustentável e viável para o contexto residencial urbano no semiárido nordestino.

Em 2023 foi a vez de [9] desenvolver o projeto de um SFCR capaz de suprir toda a energia demandada por uma unidade consumidora. Entretanto, essa unidade consumidora não era uma residência, mas sim uma estação elevatória localizada na Chapada do Apodi (CE). O sistema FV foi dimensionado a partir do balanço de carga integral da instalação agrícola, tornando-a autossuficiente.

De forma análoga, [10] avaliou o comissionamento e a operação de uma usina fotovoltaica instalada em uma EEE da Companhia de Água e Esgotos da Paraíba (CAGEPA). A análise de [10] foi baseada em dados reais de faturamento do Grupo A e demonstrou que a planta foi dimensionada com área suficiente para gerar excedentes e injetar energia na rede de distribuição nos períodos de alta irradiância, compensando o consumo nos postos tarifários de ponta e fora de ponta. Desta forma, no modelo avaliado por [10], os fluxos bidirecionais de potência evidenciaram a viabilidade financeira por meio do sistema de compensação de créditos de energia.

Após o levantamento bibliográfico, observa-se que o estudo proposto diverge da literatura existente, pois pretende dimensionar um sistema fotovoltaico conectado à rede de uma estação elevatória de esgoto localizada no semiárido nordestino, contudo, sob limitação espacial. Desta forma, em vez de projetar o sistema FV para o abatimento integral da energia faturada ou para corresponder à demanda de potência ativa nominal dos motores, este trabalho investiga o regime de complementariedade, no qual a planta fotovoltaica supre apenas uma fração do consumo total da unidade e, por isso, opera em regime de autoconsumo instantâneo total.

O arranjo FV sob limitação de espaço físico (que será estudado nesta pesquisa) introduz um regime operativo no qual a relação entre a potência gerada e a demanda ativa instantânea das bombas permanece reduzida. Esta condição atenua as flutuações severas de tensão causadas pela intermitência solar e elimina os riscos associados à inversão de fluxo na subestação da unidade consumidora. Assim, demonstra que sistemas fotovoltaicos restritos ao espaço disponível, embora limitados quanto ao volume absoluto de energia compensada, oferecem vantagens técnicas intrínsecas no que tange à estabilidade operativa e dispensam sobredimensionamentos nos sistemas de proteção e regulação da infraestrutura elétrica local.

Desta maneira, a presente pesquisa tem como objetivo realizar o dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) como sendo a fonte parcial de energia elétrica em uma estação elevatória de esgoto localizada no semiárido nordestino e verificar a viabilidade do projeto em termos ambientais e econômicos.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para realizar o correto dimensionamento do SFCR, nas subseções seguintes serão apresentados os conceitos básicos e os elementos fundamentais sobre o dimensionamento de um SFCR para suprir a demanda parcial ou total de uma estação elevatória.

2.1. A energia solar fotovoltaica

A geração de energia elétrica através do sol é o resultado da conversão direta da radiação solar em eletricidade por meio de efeito fotovoltaico. Os sistemas fotovoltaicos captam os fótons diretamente da radiação solar, gerando uma diferença de potencial, que produz corrente elétrica contínua. A célula fotovoltaica é um dispositivo fabricado em material semicondutor, geralmente de silício, e é a unidade fundamental responsável pelo processo de conversão [11].

Segundo [11], um sistema fotovoltaico geral é constituído por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, eventualmente, um bloco de armazenamento. O bloco gerador é composto pelos arranjos FV que, por sua vez, são constituídos por módulos fotovoltaicos em diferentes associações, pelo cabeamento elétrico que interliga os painéis e pela estrutura de suporte. O bloco de condicionamento de potência pode ter conversores CC-CC, seguidor de ponto de potência máxima, inversores de corrente, controladores de carga (caso haja armazenamento), bem como outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. Por último, o bloco de armazenamento é composto por acumuladores elétricos e/ou outras formas de armazenamento.

Desse modo, a energia gerada por sistemas fotovoltaicos pode ser armazenada em baterias (nos chamados Sistemas Fotovoltaicos Isolados), pode ser utilizada em Sistemas Conectados à Rede Elétrica (SFCR) ou em ambos os casos. A utilização de cada uma dessas opções depende da aplicação e da disponibilidade dos recursos energéticos nos locais em questão. Cada um deles pode ter diferentes níveis de dificuldade, dependendo da aplicação e das restrições específicas de cada projeto [11].

Os Sistemas Isolados, por exemplo, necessitam de um sistema para o controle e adequação dos parâmetros elétricos, controladores de carga, inversores e algum tipo de armazenamento (que pode ser bateria). Esse sistema é comumente utilizado quando se deseja utilizar a energia em períodos em que não há geração fotovoltaica ou quando não há conexão com a rede elétrica convencional [11].

Já os SFCR são aqueles para os quais se dispensa o uso de acumuladores, pois a energia produzida por eles pode ser consumida diretamente pela carga ou injetada diretamente na rede elétrica para ser consumida por outras unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição. A energia gerada pelo SFCR de uma unidade consumidora pode ser compensada à concessionária local segundo os regimentos vigentes. Entretanto, esses sistemas não operam

injetando energia em caso de falta na rede elétrica, representam somente uma fonte complementar ao sistema elétrico ao qual estão conectados, diferindo-se dos sistemas isolados, que têm sua aplicação em locais sem acesso à rede elétrica tradicional e necessitam de bancos de baterias. [11][12].

Os componentes básicos de um SFCR, foco do presente trabalho, são o módulo fotovoltaico e o inversor de corrente, por isso serão detalhados nos itens 2.1.1 e 2.1.2.

2.1.1. Módulo fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas (FV) conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização da energia, ao mesmo tempo que promove a proteção das células. Um módulo fotovoltaico é o único componente do gerador e, dependendo da associação, pode ter diferentes valores de tensão e corrente nominais [11].

Para sistemas conectados à rede ou arranjos utilizados em sistemas de bombeamento de água, os níveis de tensão necessários são extremamente variáveis e, por diversas vezes, exigem a associação de muitos módulos em série [11]. É comum que os módulos sejam identificados pela sua potência de pico (Wp). Nos módulos FV existem cinco parâmetros que os especificam, são eles: tensão de circuito aberto (Voc), a corrente de circuito-aberto (Isc), além das tensões (Vm) e correntes (Im) de máxima potência que, ao serem multiplicadas, é possível descobrir a sua potência máxima (Pm) [1].

Como a tensão gerada através do sistema fotovoltaico é dada em corrente contínua e a tensão da rede é em corrente alternada, é fundamental a conexão do módulo FV a um inversor de corrente, para se obter a energia gerada em corrente alternada, na mesma frequência da rede.

2.1.2. Inversor de corrente

O inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em Corrente Alternada (CA) através de uma fonte de energia elétrica em Corrente Contínua (CC). A energia CC originária pode ser, por exemplo, de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. A tensão de saída CA deve ter os parâmetros adequados às cargas a serem alimentadas. No caso dos sistemas conectados à rede elétrica, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede que, para o Rio Grande do Norte, é de 220V/60Hz [11].

De maneira geral, os inversores para conexão à rede com potências individuais de até cerca de 5 kW têm saída monofásica, acima dessa potência, é mais comum a utilização de inversores com saída trifásica ou inversores monofásicos em associação trifásica. Os inversores atuais possuem uma função que permite regular a tensão nos terminais do sistema fotovoltaico, a fim de obter a máxima potência produzida pelo módulo FV. Este recurso é chamado de Rastreador do Ponto de Máxima Potência (MPPT) [2].

Após descritas as características do inversor de corrente, o Item 2.2 versará a respeito da Resolução Normativa nº 1.059/2023, na qual será explicitada a inclusão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede nos sistemas de geração distribuída.

2.2. Sistema de compensação de energia elétrica

O sistema de compensação tem como finalidade reduzir os gastos com energia elétrica fornecida pela concessionária através da geração de energia por fontes diversificadas. A regulamentação desse sistema para a geração distribuída foi atualizada e teve suas regras consolidadas na resolução normativa (REN) nº 1.059/2023 disposta, em março de 2023, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A REN nº 1.059/2023 alinhou a antiga norma de geração distribuída (REN nº 482/2012) com o Marco Legal da Geração Distribuída (Lei nº 14.300/2022) e tornou-se a norma de referência para geração distribuída no Brasil, abordando os critérios de conexão, faturamento e compensação de energia elétrica [13].

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) consiste em um sistema no qual a energia ativa injetada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, através de empréstimo gratuito a concessionária local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora que estiver sobre a mesma titularidade da unidade em que os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda [13].

Tendo sido descritas as regulamentações a respeito do sistema de compensação adotado na geração distribuída de energia elétrica, o próximo tópico abordará, de forma geral, as Estações Elevatórias (EE), bem como o seu elevado consumo de energia elétrica, visto que é um dos pontos principais da presente pesquisa.

2.3. Estações Elevatórias

As Estações Elevatórias (EE) são definidas, entre outros pontos, pelos tipos de bombas e pelos motores acoplados ao sistema, que são responsáveis pela formação dos principais aspectos da operação e manutenção. Com isto, elas recebem também o nome de poços de bombeamento ou estações de bombeamento e são usadas quando as águas residuais precisam de um reforço de pressão ou necessitam de ser deslocadas de um nível baixo para um nível mais

alto (quando a topografia não permitir a ação da gravidade), para que assim possam fluir pela tubulação do sistema da rede de água ou de esgotos.

De acordo com [14], pouco mais de 2% do consumo total de energia elétrica no Brasil deve-se às empresas prestadoras de serviços de saneamento. Esse consumo abrange os diversos usos nos processos de abastecimento de água e esgotamento sanitário, com grande ressalva para os conjuntos motor-bomba, que são responsáveis por 90% do consumo nesse tipo de instalação. As despesas com energia elétrica atingem, em média, 12,2% de todo o gasto das prestadoras dos serviços de abastecimento de água e de esgotamento sanitário.

Após serem apresentados as características e os principais componentes de um SFCR, bem como uma breve explicação acerca das EE, a Seção 3 tratará da metodologia adotada a fim de cumprir o objetivo proposto.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Na presente seção é exposta a metodologia utilizada para o dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede de uma estação elevatória de esgoto. O fluxograma da Figura 1 descreve as etapas da metodologia adotada para elaboração do trabalho.



FIGURA 1. Fluxograma metodológico (autoria própria).

Inicialmente, realizou-se a análise do espaço físico disponível para a implantação do SFCR, com o objetivo de verificar a viabilidade de atendimento integral ou parcial da demanda energética da unidade consumidora. Na etapa subsequente, foram coletadas e analisadas as faturas de energia elétrica correspondentes a um período de 12 meses da unidade consumidora classificada no grupo tarifário B pela concessionária local. Esses dados foram utilizados para a caracterização do perfil de consumo energético da unidade.

Paralelamente, foram obtidos dados de irradiação solar incidente no local de instalação do sistema, a partir de bases meteorológicas consolidadas, possibilitando a estimativa do potencial de geração fotovoltaica. Com base nas informações levantadas, procedeu-se ao dimensionamento do SFCR, considerando parâmetros técnicos de desempenho, condições locais de instalação e critérios usualmente adotados na literatura especializada. Por fim, foram realizadas análises dos resultados obtidos, contemplando a adequação do sistema proposto à demanda energética da unidade e sua viabilidade técnica.

3.1. Avaliação do espaço físico

O local escolhido para a futura instalação do SFCR está dentro do espaço físico da Estação Elevatória de esgoto da unidade consumidora em estudo, cujas coordenadas são 5° 11' 48.17" S 37° 22' 16.58" O. O local possui uma área total de aproximadamente 175 m² e tem uma área livre de, aproximadamente, 60 m², conforme mostra a Figura 2.

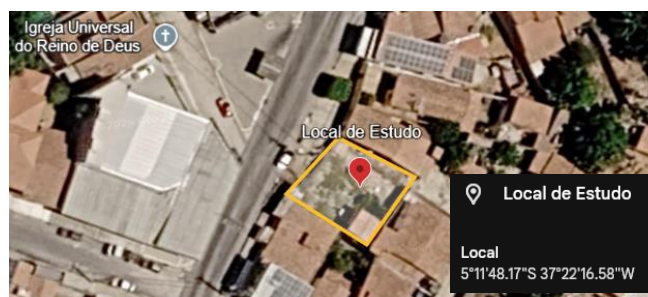


FIGURA 2. Vista aérea da estação elevatória (adaptada de [15]).

3.2. Perfil de consumo da unidade consumidora

A análise do perfil de consumo do cliente pode ser feita com base nas faturas de energia, nas quais estão detalhados todos os consumos durante o período de um ano. O gráfico ilustrado na Figura 3 mostra o consumo mensal em MWh da unidade consumidora, no período de dezembro de 2024 até dezembro de 2025.

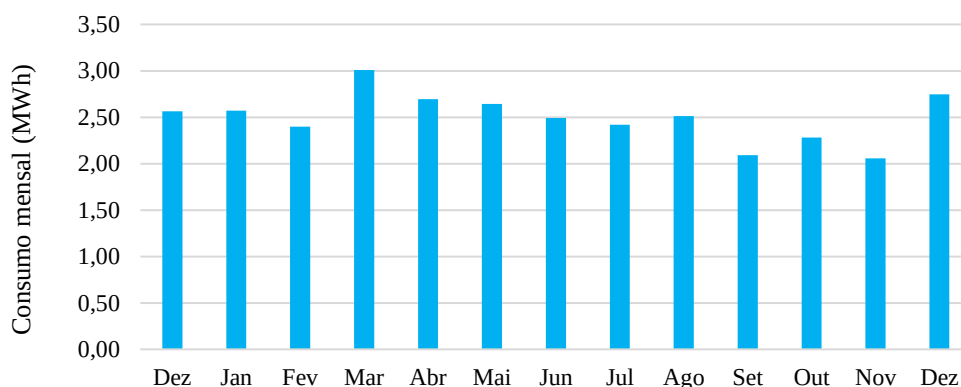


FIGURA 3. Consumo mensal em MWh (autoria própria).

Analisando a Figura 3, tem-se que o consumo médio mensal é de 2,5 MWh, tendo o mês de março com o maior consumo e o mês de novembro com o menor consumo. A unidade geradora é classificada no grupo B3, que pertence ao grupo de baixa tensão, que engloba o serviço público de água, esgoto e saneamento.

Com base na análise do perfil de consumo da unidade, não é possível dimensionar um sistema que supra toda a demanda, pois existe uma limitação no espaço físico disponível. Por esse motivo, o sistema fotovoltaico será responsável somente por gerar parte da energia consumida. Desta forma, o item 4.1 realiza a estimativa de geração do SFCR que supre parte da demanda da unidade consumidora.

3.3. Níveis de irradiação no local

Para obter a irradiação do local, foi utilizado o *software* Radasol2, que é um *software* gratuito fornecido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul capaz de fornecer os dados de irradiação ao inserir as coordenadas, a inclinação e o azimute do local. Dessa maneira, ao inserir as coordenadas no Radasol2, foi possível obter os valores de irradiação solar em kWh/m²/dia correspondentes às diárias médias mensais para um intervalo de 12 meses do ano. A Tabela 1 mostra a irradiação média local levando em consideração o azimute de 45° e a inclinação de 15°. Para o dimensionamento do sistema FV foi utilizada a inclinação de 15°, pois [16] recomenda uma inclinação de pelo menos 10° para regiões próximas à linha do Equador, com latitude inferior a ±10°, de modo a favorecer a autolimpeza dos módulos FV. A latitude da região do presente estudo é de 5°.

TABELA 1. Irradiação média (autoria própria).

Irradiação média (kWh/m ² /dia)	
Mês	Inclinação - 15°
Jan	5,29
Fev	5,32
Mar	5,12
Abr	4,96
Mai	5,36
Jun	5,07
Jul	5,50
Ago	6,25
Set	6,18
Out	6,34
Nov	6,19
Dez	5,73
Média	5,61

3.4. Dimensionamento do SFCR

As subseções a seguir descrevem o arranjo dos módulos fotovoltaicos, dos inversores, dos disjuntores CC e CA, além do sistema de medição dimensionado.

3.4.1. Dimensionamento e arranjo dos módulos fotovoltaicos

Atualmente, existem diversos tipos de módulos fotovoltaicos no mercado. Foram pesquisados alguns que apresentam certo destaque pelo seu custo-benefício. O modelo escolhido foi o Ztroon - ZTP-450MI [17]. Esse módulo FV possui 450 Wp de potência. É um módulo utilizado no mercado nacional e tem garantia de 15 anos contra defeitos

de fabricação, além de 25 anos para eficiência inferior a 80%. Na Tabela 2 são apresentadas as principais informações do produto utilizado durante o dimensionamento.

TABELA 2. Principais características de um módulo fotovoltaico [17].

<i>Modelo</i>	ZTP-450MI
<i>Dimensões</i>	1722 x 1134 x 30 mm
<i>Potência Máxima (P_{max})</i>	450 Wp
<i>Tensão Máxima (V_{max})</i>	33,79 V
<i>Corrente Máxima (I_{max})</i>	13,32 A
<i>Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})</i>	39,75 V
<i>Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})</i>	14,15 A
<i>Eficiência do Módulo</i>	23 %
<i>Peso</i>	23 kg
<i>Tensão Máxima do Sistema</i>	1500 V
<i>Seção transversal dos condutores</i>	4 mm ²

O arranjo dos módulos FV a serem dispostos em série foi dimensionado a partir do espaço disponível para o sistema, que é de 60 m², e sem comprometer o espaçamento adequado entre os módulos. Com isso, levando em consideração as dimensões de cada módulo, foi verificado que seria possível associar 2 grupos de módulos em paralelo, tendo cada grupo 12 módulos em série.

Cada arranjo terá um comprimento de 1,134 x 12 = 13,61 m e uma largura de 1,722 m. Os dois arranjos totalizam uma largura de 2 x 1,722 = 3,444 m, que corresponde à área total ocupada de aproximadamente 46,87 m². Essa aproximação tem em vista o fato de os módulos necessitarem de um afastamento entre si, de modo a não ocasionar sombreamento.

Isto posto, a tensão de circuito aberto (V_{oc}) do sistema FV será de 12*39,75 V = 477 V e sua tensão de operação no ponto de máxima potência será de 12*31,0 V = 405,48 V. O valor da corrente de curto-circuito (I_{sc}) total será de 2*14,15 A = 28,3 A e a corrente máxima de operação passará a ser de 2*13,32 A = 26,64 A em todo o sistema fotovoltaico. A potência instalada total será de aproximadamente 10,8 kWp. A Tabela 3 expõe como serão distribuídos os arranjos FV. O Apêndice 1 representa a distribuição dos arranjos através de um diagrama funcional.

TABELA 3. Distribuição dos módulos fotovoltaicos (autoria própria).

<i>Número de módulos</i>	<i>Potência instalada</i>
Arranjo 1 - 12 Módulos FV	5,4 kW
Arranjo 2 - 12 Módulos FV	5,4 kW
<i>Total</i>	<i>10,8 kW</i>

3.4.2. Dimensionamento dos inversores

O dimensionamento do inversor foi baseado principalmente na potência gerada pelo sistema FV, ou seja, 10,8 kWp distribuídos em 2 grupos de 12 módulos FV cada. Com base na potência oferecida pelos inversores presentes no mercado, foi escolhido o Inversor Solar Monofásico 10 kW 220 V *Sungrow* - SG10.0RS-S [18], que suporta uma potência máxima de entrada FV de até 15 kWp. Segundo [11], também é recomendado que o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), que é o quociente entre a potência nominal do inversor e a potência de pico do sistema, esteja entre 0,75 e 1,10. No sistema em questão, o FDI calculado foi de 0,926, ou seja, o inversor escolhido ficou dentro da recomendação.

Além do inversor ser dimensionado respeitando os critérios do FDI, segundo [11], também devem ser consideradas a tensão de entrada do inversor, que deve ser maior que a tensão de circuito aberto do sistema FV; a corrente de entrada do inversor, que deve ser maior que a corrente de curto-circuito do sistema FV; e a temperatura ambiente.

Como no presente projeto só será utilizado um inversor, ele será responsável pelos 24 módulos FV propostos no dimensionamento. Ademais, tendo em vista que o inversor possui três MPPT independentes, será utilizado um MPPT por *string*, totalizando o uso de dois (dos três) MPPT do inversor. Dito isso, a tensão máxima de entrada FV é de 600 V e a corrente de entrada máxima FV é de 16 A por *string*, ou seja, atende aos critérios de [11]. A Tabela 4 mostra as principais características do inversor.

TABELA 4. Principais Características do Inversor [18].

<i>Parâmetros</i>	<i>Entrada – CC Saída CA</i>
<i>Modelo</i>	<i>Sungrow</i> - SG10.0RS-S
<i>Potência</i>	10 kW
<i>Tensão Máxima de Entrada</i>	600 V
<i>Faixa de tensão MPPT</i>	40 - 560 V
<i>Corrente Máxima por String</i>	16 A
<i>Número de MPPT / String por MPPT</i>	3/1

Corrente de Saída	45,5 A
Tensão Nominal de Saída	220 V / 240 V

Conhecendo a corrente de saída do inversor, também é possível dimensionar a seção do condutor que deve ser utilizado no lado CA do inversor. Tendo em vista que a corrente de saída do inversor é de 45,5 A, a seção transversal do condutor recomendada pelo fabricante é de 16 mm², pois, segundo [19], um condutor dessa seção nominal suporta uma corrente de até 68 A. Com relação à seção do condutor do lado CC, essa deve ser igual à utilizada no módulo FV e definida pelo fabricante, ou seja, 4 mm².

Depois de conhecer as características do inversor, bem como dimensionar a seção transversal dos condutores utilizados no sistema, é fundamental dimensionar os dispositivos de proteção do sistema.

3.4.3. Dimensionamento dos disjuntores CC e CA

No dimensionamento dos disjuntores do lado CC, foi utilizado um disjuntor para cada arranjo do sistema FV. Segundo [19], a corrente nominal do disjuntor (I_d) deve ser maior ou igual à corrente nominal de projeto (I_n) — no caso, a do próprio sistema fotovoltaico — e menor ou igual à máxima corrente admissível no condutor (I_{max}), ou seja, $I_n \leq I_d \leq I_{max}$.

Como a seção transversal do condutor deve ser igual à dos módulos FV, que é de 4,0 mm², então a corrente máxima permitida no condutor é de 32 A. Além disso, como a corrente nominal de cada arranjo fotovoltaico é de 14,15 A, a corrente do disjuntor deve estar entre 14,15 e 32 A para atender aos critérios da [19]. Desta forma, o disjuntor escolhido para o projeto foi um disjuntor bipolar que suporta correntes de até 16 A em cada arranjo FV. Para o lado CC foi utilizada uma *string* box contendo dois disjuntores bipolares de 16 A, 2 Dispositivos Contra Surtos (DPS) de 500 Vcc e 40 kA, com um cabo de 4 mm² ligando o disjuntor ao DPS [20].

No dimensionamento do disjuntor CA foram consideradas a corrente de saída do inversor (45,5 A) e a máxima corrente permitida no condutor de 16 mm² (68 A). Desta forma, o disjuntor escolhido para a proteção do lado CA do sistema FV é um disjuntor tripolar de 50 A. Para o sistema será adotado o Disjuntor Tripolar 50A Curva C WEG MDWS-C50-3 [21].

3.4.4. Sistema de medição

Segundo [22], o sistema de medição de energia utilizado nas unidades consumidoras com microgeração e que fazem adesão ao sistema de compensação de energia deve ser bidirecional ou unidirecional (desde que sejam utilizados dois medidores, que terão a função de medir a energia ativa injetada na rede e a energia ativa consumida pela rede). Ainda de acordo com [22], a concessionária será responsável pela instalação do medidor e o cliente deverá arcar com os custos referentes à diferença entre o valor de um medidor bidirecional e um medidor unidirecional. Para a presente pesquisa, foi adotado um medidor bidirecional trifásico *Nansen* [23].

Após o dimensionamento do SFCR proposto, o Capítulo 4 apresenta a análise do perfil de consumo da unidade geradora, a estimativa da energia elétrica produzida pelo sistema e a correspondente redução das emissões de CO₂. Em seguida, calcula o valor, em reais, a ser abatido na fatura de energia. Posteriormente, realiza-se um levantamento dos preços dos equipamentos necessários e, por fim, uma avaliação da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico proposto.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

No presente tópico são analisados o perfil do consumo da unidade geradora, a estimativa de geração, a correspondente redução de emissão de dióxido de carbono (CO₂), o abatimento dos valores da geração na fatura de energia elétrica através do sistema de compensação, o levantamento dos preços dos equipamentos, bem como a viabilidade econômica do projeto.

4.1. Estimativa de geração

No presente artigo, foi realizado o dimensionamento de um sistema fotovoltaico para suprir o consumo de energia da estação elevatória de esgoto de uma unidade consumidora localizada em Mossoró-RN. Devido à limitação do espaço físico, foi determinado um sistema fotovoltaico com 10,8 kWp, de modo a atender parcialmente à demanda da Unidade Consumidora. Normalmente, a vida útil de um sistema fotovoltaico é de no mínimo 25 anos. A maior parte dos fabricantes oferece garantia de eficiência de 90% nos primeiros 10 a 15 anos e de 80% até 25 anos, demonstrando uma lenta degradação dos componentes.

Na Tabela 5, foi calculada a energia gerada pelo sistema FV através do método da insolação. Para isso, foram consideradas uma área de ocupação do arranjo FV (composta por 24 módulos FV) de aproximadamente 46,87 m², uma eficiência de 23% e a inclinação dos módulos de 15°.

TABELA 5. Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (autoria própria).

Mês	Dias/mês
-----	----------

	<i>Irradiação (kWh/m²/dia)</i>		<i>Geração Diária Média (kWh)</i>	<i>Geração Mensal (kWh)</i>
Jan	5,29	31	57,03	1.767,83
Fev	5,32	28	57,35	1.605,80
Mar	5,12	31	55,19	1.711,02
Abr	4,96	30	53,47	1.604,08
Mai	5,36	31	57,78	1.791,22
Jun	5,07	30	54,66	1.639,65
Jul	5,5	31	59,29	1.838,01
Ago	6,25	31	67,38	2.088,64
Set	6,18	30	66,62	1.998,63
Out	6,34	31	68,35	2.118,72
Nov	6,19	30	66,73	2.001,86
Dez	5,73	31	61,77	1.914,87
Média mensal				1.840,03
Total anual				22.080,33

Analisando a Tabela 5, estima-se que, mesmo com as variações sazonais da irradiância, a geração de eletricidade anual total através do sistema FV proposto será de 22.080,34 kWh, ou seja, cerca de 22 MWh, e a geração média mensal será de 1.840,03 kWh, ou seja, aproximadamente 1,84 MWh.

A Figura 4 replica o consumo de energia elétrica mensal no decorrer dos últimos 12 meses, acrescido da estimativa mensal de energia gerada pelo sistema FV proposto a ser compensada no consumo da unidade consumidora e da parcela da energia consumida, mas não compensada pelo sistema FV.

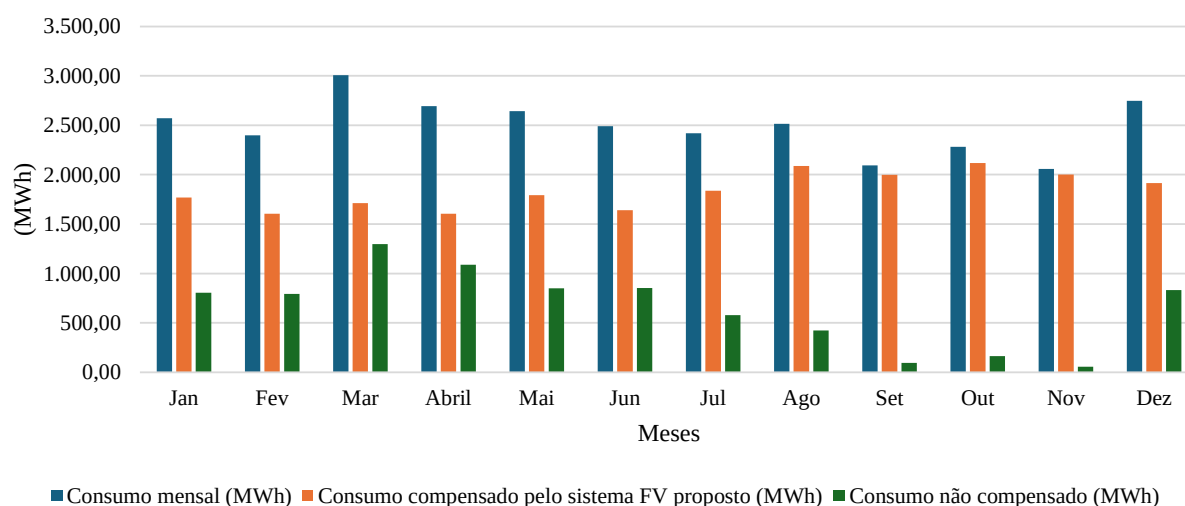


FIGURA 4. Consumo mensal em MWh (autoria própria).

Observando a Figura 4, percebe-se que, embora o sistema FV não consiga suprir toda a demanda da estação elevatória em nenhum mês, nos meses de setembro e novembro, a parcela não compensada é pequena, apenas 95 kWh e 56 kWh, respectivamente. Ademais, qualquer energia compensada pode ser convertida em análises ambientais e econômicas.

4.2. Análise ambiental: estimativa de emissões de CO₂ evitadas

A implantação do sistema FV proposto permitirá suprir parte do consumo de energia elétrica da estação elevatória de esgoto da unidade consumidora em análise. Nesse contexto, a avaliação dos impactos ambientais decorrentes da integração do projeto proposto ao Sistema Interligado Nacional (SIN) é fundamentada pelo inventário elaborado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), o qual estima a quantidade de emissão de dióxido de carbono (CO₂) associada à geração de energia elétrica no SIN [24]. Assim sendo, o fator médio anual de emissão de CO₂, em 2025, foi estimado em 0,0461 kgCO₂/kWh [25].

Considerando que a geração anual de eletricidade estimada para o sistema fotovoltaico proposto é de 22.080,34 kWh (Tabela 5), calcula-se que aproximadamente 1.018 kg de emissões de CO₂ poderão ser evitados a cada ano. Em outras palavras, mais de uma tonelada de gases de efeito estufa deixará de ser lançada na atmosfera anualmente, resultado direto da substituição da energia proveniente da rede convencional pela energia solar FV.

4.3. Análise econômica

A partir da estimativa de geração, mostrada na Tabela 5, também foi possível calcular a economia líquida mensal obtida através do sistema de compensação. Para calcular o custo evitado com energia elétrica, foi considerada a tarifa de energia elétrica do grupo B3 (Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento) vigente desde abril de 2026, conforme aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e divulgada pela concessionária local. O preço do quilowatt-hora (kWh) usado será de 0,7758 reais [26].

Isto posto, na Tabela 6 são comparados os valores mensais de consumo de energia elétrica sem geração FV com os valores mensais com geração FV. Para isso, foi adotado que o consumo da unidade geradora irá se repetir após a inserção do sistema FV.

TABELA 6. Abatimento da geração no consumo mensal (Autoria própria).

Mês	Consumo(kWh)	Geração (kWh)	Fatura Sem Geração	Fatura Com Geração
Jan	2.572,00	1.767,83	1.995,36	623,88
Fev	2.399,00	1.605,80	1.861,14	615,36
Mar	3.008,00	1.711,02	2.333,61	1.006,20
Abril	2.694,00	1.604,08	2.090,01	845,56
Mai	2.642,00	1.791,22	2.049,66	660,03
Jun	2.492,00	1.639,65	1.933,29	661,25
Jul	2.418,00	1.838,01	1.875,88	449,96
Ago	2.513,00	2.088,64	1.949,59	329,22
Set	2.093,00	1.998,63	1.623,75	73,21
Out	2.283,00	2.118,72	1.771,15	127,45
Nov	2.058,00	2.001,86	1.596,60	43,55
Dez	2.748,00	1.914,87	2.131,90	646,34
Total	29.920,00	22.080,33	23.211,94	6.082,01

Com relação à Tabela 6, observa-se que o sistema FV proposto supriria cerca de 74% da energia consumida pela estação elevatória de esgotos. Em termos de custos anuais (em reais) com consumo de energia elétrica, haveria uma redução de R\$ 17.129,93 ao final do interstício de 12 meses, o que equivale a uma economia mensal de R\$ 1.427,49. Como ainda há um custo residual médio mensal de R\$ 506,83, é possível estabelecer que a economia líquida mensal será de R\$ 920,66.

A análise econômica foi realizada a partir do Tempo de Retorno de Investimento (ROI), do Payback e do Valor Presente Líquido (VPL) descritos na Tabela 7.

TABELA 7. Métodos de análise econômica (autoria própria).

Método	Base de cálculo	Descrição
ROI	$\frac{\text{Investimento}}{\text{Economia}_{\text{líquida mensal}}}$	Tempo necessário para recuperar o investimento sem levar em consideração o dinheiro no tempo.
Payback	$\frac{\text{Investimento}}{\text{Economia}_{\text{anual}}}$	Indica em quantos anos o investimento se para. Geralmente utilizado para o curto prazo, sem considerar o fluxo após o retorno ou descontos.
VPL	$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} - I_0$	Método mais robusto, pois considera o valor do dinheiro no tempo e o risco do projeto.

Para calcular o ROI, observa-se na Tabela 7 que ainda é necessário levantar o investimento inicial. Assim sendo, como os equipamentos utilizados no projeto são todos encontrados no mercado nacional, foi realizada uma cotação do custo de cada equipamento. A Tabela 8 apresenta os principais equipamentos utilizados no dimensionamento do sistema FV e seus respectivos valores de mercado.

TABELA 8. Custo dos equipamentos (autoria própria).

Equipamentos	Modelos	Descrição	Valor (R\$)	Quantidade	Total (R\$)
Módulos	Ztroon - ZTP-450MI	450 Wp	589,00 [17]	24	14.136,00
Inversor	Sungrow - SG10.0RS-S	10 kW	6.138,00 [18]	1	6.138,00
String box	Kit String Box Solar 2p Disjuntor 250v + Dps 150v 20ka Dc Cc	16 A	123,49 [20]	1	123,49
Disjuntor CA	Tripolar 50AWEG MDWS-C50-3	50 A	98,90 [21]	1	98,90
Medidor	Nansen Trifásico Bidirecional	380 V / 120A	329,07 [23]	1	329,07

Os demais componentes que completam um SFCR são: estruturas para fixação dos módulos; condutores; quadros elétricos; projeto; autorização na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); licenciamento; e instalação. De acordo com [27], uma estimativa de custo desses demais componentes do SFCR pode ser calculada tanto para uma instalação residencial de até 3 kW como para uma instalação comercial de até 30 kW ou até mesmo para uma usina de até 30 MW, conforme mostra a Tabela 9.

TABELA 9. Custo com os demais componentes dos equipamentos* (adaptado de [27]).

<i>Aplicação</i>	<i>Residencial</i>	<i>Comercial</i>	<i>Usina</i>	<i>Sistema FV</i>
Capacidade	3 kW	30 kW	30 MW	10,8 kW
Custo de Cabos e Proteções (R\$)	2.250,00	18.000,00	13.100,00	8.100,00
Custo do Sistema de Fixação (R\$)	3.750,00	24.000,00	14.000,00	13.500,00
Serviços (R\$)	3.750,00	30.000,00	18.000,00	13.500,00
Custo Total	9.750,00	72.000,00	45.1000,00	35.100,00

*Nota: os valores absolutos apresentados na Tabela 9 refletem as estimativas de mercado do ano de 2012 [27] e foram utilizados estritamente como base metodológica para a demonstração da interpolação aritmética aplicada ao sistema proposto de 10,8 kWp.

Usando a estimativa da Tabela 9, é possível extrair os demais custos do SFCR de 10,8 kWp proposto nesse artigo. Os valores foram obtidos através de interpolação aritmética, tendo como base os valores referentes a uma unidade residencial de 3 kW. A Tabela 10 resume o custo total do projeto proposto.

TABELA 10. Custo total do projeto (autoria própria).

<i>Equipamentos</i>	<i>Valor (R\$)</i>
Módulos	14.136,00
Inversor	6.138,00
String Box	123,49
Disjuntor CA	98,90
Medidor Bidirecional	329,07
Custo de Cabos e Proteção	8.100,00
Custo do Sistema de Fixação	13.500,00
Serviços	13.500,00
<i>Custo Total</i>	<i>55.925,46</i>

Comparando o custo total do projeto apresentado na Tabela 10 e comparando com as estimativas apresentadas por [28] em 2024, o valor de R\$ 55.925,46 fica dentro da faixa de R\$ 5,50 – 7,50/Wp esperado para usinas de instalação residencial com até 10 kWp.

De posse de todos os dados necessários para calcular o ROI, [24] explica que o ROI pode ser calculado através da relação entre o investimento inicial (R\$ 55.925,46 - Tabela 10) e a economia líquida mensal (R\$ 920,66). Assim sendo, para o presente estudo, o ROI calculado é de 60,7 meses, ou seja, o período necessário para recuperar o valor investido corresponde a pouco mais de 5 anos, conforme detalhado na Tabela 11.

TABELA 11. Cálculo do ROI (autoria própria).

<i>Descrição</i>	<i>Custo mensal</i>
Custo evitado com energia elétrica	R\$ 1.427,49
Custo residual com energia elétrica	R\$ 506,83
Economia líquida	R\$ 920,66
Investimento inicial	R\$ 55.925,46
ROI	60,74 meses

A avaliação econômica também foi realizada pela métrica do Valor Presente Líquido (VPL). O VPL é um indicador mais robusto para avaliar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos, pois considera o valor do dinheiro no tempo e a Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Para isso, além do custo total do projeto (Tabela 10), foi levada em consideração a queda na eficiência dos módulos FV de 1,5% no primeiro ano e 0,75% nos anos seguintes. Além disso, estabeleceu-se um ajuste de 5% ao ano na tarifa de energia elétrica. Os valores de Operação e Manutenção (O&M) também foram levados em consideração e representam 1% do custo total do projeto. Para o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) foi considerada uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 8%, percentual alinhado ao recomendado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para projetos de geração distribuída, que deve ser inferior à Taxa Selic (atualmente 14,50% a.a. [29]) para refletir o horizonte de longo prazo (vida útil de 25 anos) e o perfil de risco baixo que os sistemas FV representam [30]. Todos os valores foram aplicados na Tabela 12.

TABELA 12. Custo total do projeto (autoria própria).

<i>Ano</i>	<i>Desempenho</i>	<i>Tarifa (R\$)</i>	<i>Geração Anual (kWh)</i>	<i>Economia (R\$)</i>	<i>O&M (R\$)</i>	<i>Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)</i>
------------	-------------------	---------------------	----------------------------	-----------------------	----------------------	---------------------------------------

0						-55.925,46
1	100%	0,7758	22.080,34	17.129,93	559,25	-40.582,24
2	98,50%	0,7991	21.749,13	17.379,17	559,25	-23.780,79
3	97,75%	0,8230	21.583,53	17.764,24	559,25	-6.604,33
4	97,00%	0,8477	21.417,93	18.156,78	559,25	10.964,13
5	96,25%	0,8732	21.252,33	18.556,89	559,25	28.932,12
6	95,50%	0,8994	21.086,72	18.964,66	559,25	47.307,32
7	94,75%	0,9263	20.921,12	19.380,19	559,25	66.097,48
8	94,00%	0,9541	20.755,52	19.803,59	559,25	85.310,45
9	93,25%	0,9828	20.589,92	20.234,95	559,25	104.954,20
10	92,50%	1,0122	20.424,31	20.674,37	559,25	125.036,76
11	91,75%	1,0426	20.258,71	21.121,94	559,25	145.566,30
12	91,00%	1,0739	20.093,11	21.577,76	559,25	166.551,04
13	90,25%	1,1061	19.927,51	22.041,92	559,25	187.999,33
14	89,50%	1,1393	19.761,90	22.514,51	559,25	209.919,57
15	88,75%	1,1735	19.596,30	22.995,62	559,25	232.320,30
16	88,00%	1,2087	19.430,70	23.485,32	559,25	255.210,09
17	87,25%	1,2449	19.265,10	23.983,72	559,25	278.597,64
18	86,50%	1,2823	19.099,49	24.490,88	559,25	302.491,70
19	85,75%	1,3207	18.933,89	25.006,89	559,25	326.901,12
20	85,00%	1,3604	18.768,29	25.531,82	559,25	351.834,80
21	84,25%	1,4012	22.080,34	17.129,93	559,25	376.939,70
22	83,50%	1,4432	21.749,13	17.379,17	559,25	402.365,62
23	82,75%	1,4865	21.583,53	17.764,24	559,25	428.127,45
24	82,00%	1,5311	21.417,93	18.156,78	559,25	454.225,75
25	81,25%	1,5770	21.252,33	18.556,89	559,25	480.660,94

Como visto na Tabela 12, para a implantação do SFCR será necessário um investimento inicial de R\$ 55.925,46. Assim, de posse do valor do investimento e do valor da economia anual, aplicou-se o método do Valor Presente Líquido (VPL) no *software* Excel®. O investimento mostrou-se seguro, com estimativa de ser liquidado a partir do quarto ano de instalação do sistema FV.

Realizando uma análise simplificada do tempo de retorno, o *payback* do investimento foi calculado e um valor próximo ao do VPL foi obtido, ou seja, em torno de 4 anos. A Figura 5 mostra o fluxo de caixa acumulado ao longo dos 25 anos de geração do SFCR dimensionado.

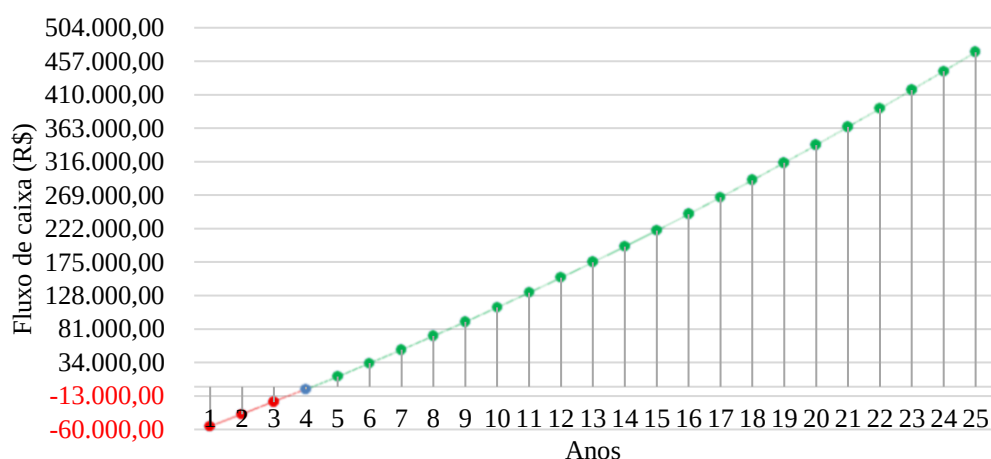


FIGURA 5. Fluxo de caixa acumulado ao longo de 25 anos (autoria própria).

A economia no decorrer da vida útil do sistema é considerável, pois, ao longo dos 25 anos de funcionamento do sistema, o fluxo de caixa vai ser equivalente a quase nove vezes o valor investido inicialmente, tornando-se um investimento atrativo a médio e longo prazo. A Tabela 13 descreve o tempo de retorno do investimento para os métodos ROI, *Payback* e VPL.

TABELA 13. Tempo de retorno do investimento para cada método (autoria própria).

Método	Tempo de retorno
ROI	5,05 anos

Payback	4 anos
VPL	4 anos

A análise da viabilidade econômica pelos três métodos apresentados na Tabela 13 evidencia diferentes perspectivas sobre o retorno do investimento. O ROI aponta um tempo maior para a recuperação do capital inicial (aproximadamente 5 anos), uma vez que não considera a valorização da moeda ao longo do tempo, limitando-se a indicar apenas o ganho total em relação ao investimento realizado. O *Payback*, por sua vez, demonstra que em cerca de 4 anos o investimento é recuperado, sendo um indicador útil para uma visão rápida do retorno, embora também desconsidere os fluxos posteriores e o efeito da taxa de desconto. Já o VPL, reconhecido como a métrica mais robusta entre as três, indica igualmente a liquidação do investimento inicial em 4 anos. Diferentemente dos demais, o VPL incorpora a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e o valor do dinheiro no tempo, oferecendo uma avaliação mais completa e confiável da atratividade econômica do projeto, ao demonstrar não apenas a recuperação do investimento, mas também a geração de riqueza líquida ao longo da vida útil do sistema fotovoltaico.

5. CONCLUSÃO

O presente artigo teve como objetivo dimensionar um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para suprir uma parcela do consumo de energia elétrica da estação elevatória de esgoto de uma unidade consumidora. O trabalho também se propôs a realizar uma análise ambiental, indicar a viabilidade econômica do projeto e seu tempo de retorno através dos métodos ROI, VPL e *Payback*.

Devido à limitação de espaço físico para instalação do SFCR, foi possível avaliar que o sistema teria a capacidade de gerar com confiabilidade e qualidade cerca de 74% da energia consumida. Os resultados durante o desenvolvimento desse trabalho demonstram grandes vantagens de se implantar um sistema fotovoltaico, mostrando-se um atrativo investimento a médio e longo prazo, chegando a economizar 22.080,34 kWh de energia elétrica anualmente.

No âmbito ambiental, economizar 22.080,34 kWh da energia proveniente da rede convencional pela energia solar FV, corresponde a evitar mais de uma tonelada de emissões de CO₂ na atmosfera por ano. Por outro lado, a utilização de energias renováveis, como a solar fotovoltaica, ainda requer um investimento relativamente alto, passando de 55 mil reais, para uma produção média mensal de 1.840,03 kWh.

Ainda avaliando no âmbito econômico, a comparação entre os três métodos evidencia diferentes perspectivas sobre a viabilidade do sistema fotovoltaico. O ROI mostra um tempo de retorno de pouco mais de 5 anos, enquanto o *Payback* indica recuperação em cerca de 4 anos. Já o VPL, ao considerar a TMA de 8% a.a. e o valor do dinheiro no tempo, confirma a liquidação do investimento em 4 anos. Assim, embora ROI e *Payback* ofereçam análises simplificadas, o VPL se destaca como a métrica mais completa e confiável para avaliar a atratividade econômica do projeto. Como um SFCR apresenta vida útil de 20 a 25 anos, o sistema fotovoltaico proposto ainda mostra-se tecnicamente viável, possibilitando, em torno de 16 a 21 anos de economia, o que corresponde a um valor em caixa, ao fim dos 25 anos, de nove vezes o valor investido inicialmente. Assim, é possível afirmar que o projeto é viável quanto à sua implantação, mostrando-se uma solução para geração de energia renovável, além de promover uma maior diversificação na matriz energética.

Por fim, tendo em vista que o limitado espaço disponível na unidade geradora foi o fator determinante para o cálculo da potência instalada, propõe-se realizar o dimensionamento em outro imóvel do mesmo consumidor, já que se pode aproveitar o sistema de compensação. Para isso, as duas unidades consumidoras devem estar vinculadas ao mesmo CNPJ.

Na elaboração do estudo de viabilidade através do método VPL, não foram considerados alguns parâmetros, como, por exemplo, a vida útil do inversor e o crescimento das bandeiras tarifárias de energia durante os anos. Desta forma, recomenda-se uma análise que englobe o máximo de fatores que possam influenciar o tempo de retorno do sistema.

REFERÊNCIAS

- [1] GUERRA, M.I.S. Análise do desempenho elétrico de um gerador fotovoltaico com o auxílio da tecnologia PVT. João Pessoa/PB, 2016.
- [2] GUERRA, Maria I. S.; ARAÚJO, Fábio M. U. de; CARVALHO NETO, João T. de; VIEIRA, Romênia G. Survey on adaptative neural fuzzy inference system (ANFIS) architecture applied to photovoltaic systems. *Energy Systems*, v. 13, n. 2, p. 421-436, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12667-022-00513-8>.
- [3] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Factsheet: Anuário estatístico de energia elétrica 2025. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/anuario-factsheet.pdf>. Acesso em: 13 mai. 2026.
- [4] GOMES, Daniel Mescoito. Importância do volume útil do poço de sucção na redução do consumo de energia elétrica em estação elevatória de esgoto. 2010. 177 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal do Pará, Belém, 2010. Disponível em: DOI: <https://doi.org/10.21708/issn27635325.v8n1.a15463.2026>

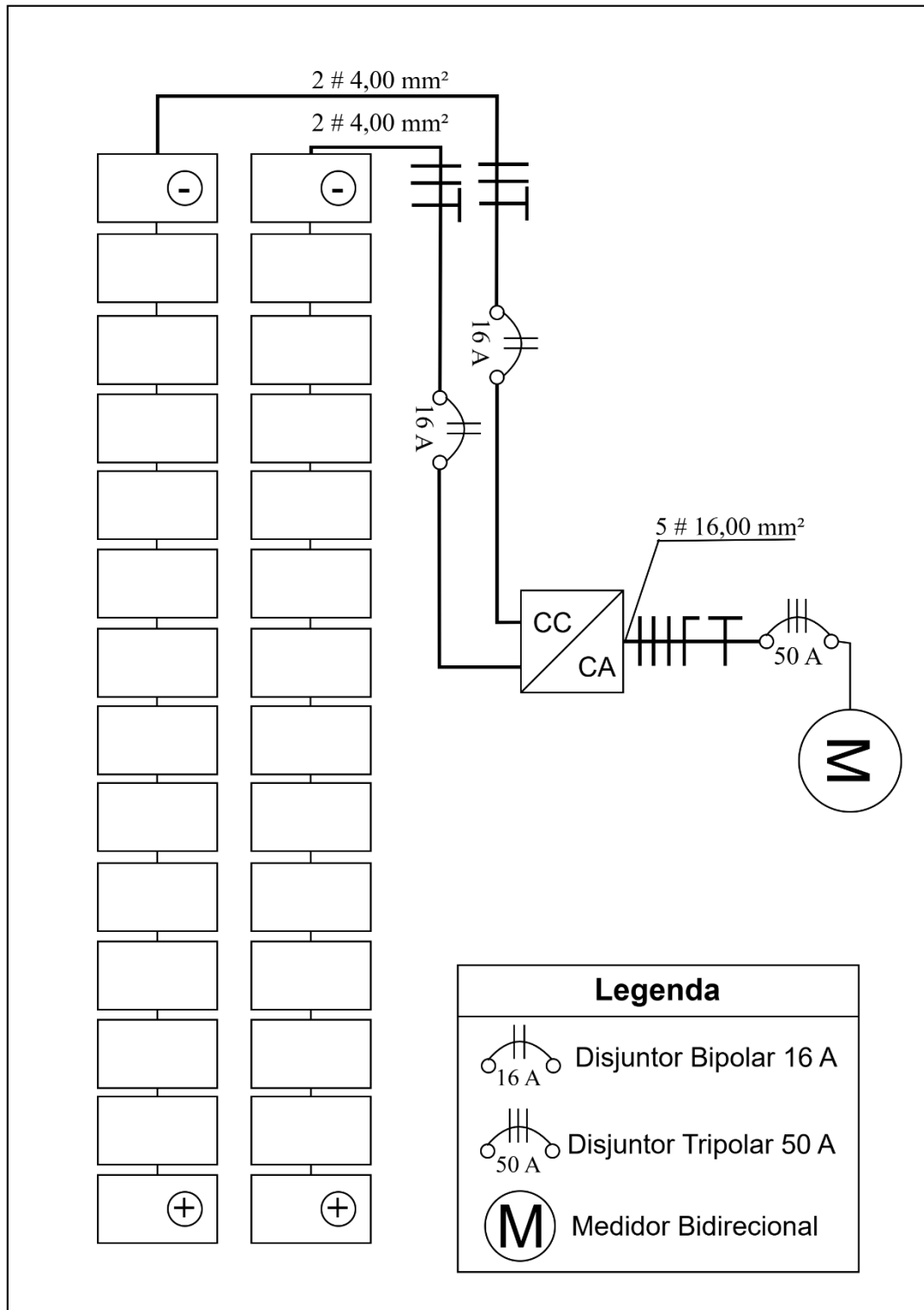
<http://www.ufpa.br/ppgec/data/producaocientifica/Daniel Mescoito.pdf>. Acesso em: 05 abr. 2018.

- [5] SILVA, Lúcia Marina Rosa da. Dimensionamento de sistema híbrido de energias renováveis para geração de energia elétrica em estação elevatória de esgoto. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/179914>. Acesso em: 4 jun. 2026.
- [6] NUNES, João Maria da Silva. Dimensionamento de sistema fotovoltaico conectado à rede para suprimento de energia elétrica em poços de petróleo operando com métodos de elevação artificial. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/>. Acesso em: 10 jun. 2026.
- [7] MEUNIER, Simon et al. Modelling and Optimal Sizing of Photovoltaic Water Pumping Systems – Sensitivity Analysis. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ECOLOGICAL VEHICLES AND RENEWABLE ENERGIES (EVER), 14., 2019, Monte-Carlo. Proceedings [...]. Monte-Carlo: IEEE, 2019. p. 1-9. DOI: 10.1109/EVER.2019.8813580. Disponível em: <https://centralesupelec.hal.science/hal-03313742/>. Acesso em: 4 jun. 2026.
- [8] OLIVEIRA, Marcos A. de; FILHO, Renato de S. A.; MOURA, Adriano A. F.; CRISÓSTOMO, Daniel C. C. Projeto de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica residencial na zona urbana de Almino Afonso - RN. Revista Eletrônica de Engenharia Elétrica e Engenharia Mecânica, v. 4, n. 2, p. 29-41, 2022. DOI: <https://doi.org/10.21708/issn27635325>. Disponível em: <https://periodicos.ufersa.edu.br/index.php/r4em>. Acesso em: 10 jun. 2026.
- [9] FREITAS, Fabrício Nogueira de. Projeto de sistema fotovoltaico para aplicação em estação elevatória na Chapada do Apodi. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2023. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/75549>. Acesso em: 4 jun. 2026.
- [10] TEMOTEO, José Cristellys Soares. A implantação e operação de uma usina solar fotovoltaica em estação elevatória de esgoto de empresa pública de saneamento da Paraíba. 2026. 50 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, João Pessoa, 2026. Disponível em: <https://repositorio.ifpb.edu.br/handle/177683/5096>. Acesso em: 4 jun. 2026.
- [11] CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Manual de engenharia para sistema fotovoltaico. Rio de Janeiro, 2014.
- [12] SILVEIRA, Maria Teresa Targino Macedo. Estudo de viabilidade técnico-econômica para utilização de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma unidade de bombeio centrífugo submerso. 2016. 55 f. TCC (Graduação) - Curso de Bacharelado em Engenharia de Energia, Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, 2016.
- [13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Resolução Normativa nº 1.059, de 14 de março de 2023. Altera e consolida as regras aplicáveis à microgeração e minigeração distribuída, em conformidade com a Lei nº 14.300/2022. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 15 mar. 2023.
- [14] ELETROBRÁS/Procel – Plano de ação Procel Sanear 2006/2007, setembro de 2005. Léo Heller e Valter Lúcio de Pádua (Organizadores). Abastecimento de Água para Consumo Humano. Belo Horizonte: UFMG, 2006. 859 p.
- [15] GOOGLE. Google Earth. Disponível em: <https://earth.google.com/>. Acesso em: 01 mai. 2026.
- [16] CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRANCO (CRESESB). Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014.
- [17] NEOSOLAR. Placa Solar Fotovoltaica 450W Monocristalina - ZTROON - ZTP-450MI. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/placa-solar-fotovoltaica-450w-monocristalina-ztroon-ztp-450mi.html>. Acesso em: 13 mai. 2026.
- [18] MINHA CASA SOLAR. Inversor Solar Monofásico 10kW 220V Sungrow - SG10.0RS-S. Disponível em: <https://www.minhacasasolar.com.br/inversor-solar-monofasico-10kw-220v-sungrow-sg10-0rs-s-82763>. Acesso em: 13 mai. 2026.

- [19] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 5410:2004: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: Abnt, 2004. Disponível em: https://www.iar.unicamp.br/lab/luz/ld/normas-e-relatorios/NRs/nbr_5410.pdf. Acesso em: 05 abr. 2018.
- [20] MERCADO LIVRE. STRING BOX PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CC 500/16-250V. Disponível em: https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-932487357-string-box-para-sistemas-fotovoltaicos-cc-50016-250v-_JM. Acesso em: 13 mai. 2026.
- [21] MERCADO LIVRE. Disjuntor Tripolar 50A Curva C WEG MDWS-C50-3 Automático. Disponível em: https://www.mercadolivre.com.br/disjuntor-tripolar-50a-curva-c-weg-mdws-c50-3-automatico/p/MLB54209549?pdp_filters=item_id%3AAMLB6652328726&from=gshop&matt_tool=34755848&matt_word=&matt_source=google&matt_campaign_id=22090354298&matt_ad_group_id=173090578796&matt_match_type=&matt_network=g&matt_device=c&matt_create=727882731309&matt_keyword=&matt_ad_position=&matt_ad_type=pla&matt_merchant_id=735098639&matt_product_id=MLB54209549-product&matt_product_partition_id=2389561567650&matt_target_id=aud-1966490908987:pla-2389561567650&cq_src=google_ads&cq_cmp=22090354298&cq_net=g&cq_plt=gp&cq_med=pla&gad_source=1&gad_campaignid=22090354298&gbraid=0AAAAAD93qcB9owPidJOLbRPgQNbPYVoDs&gclid=Cj0KCQjwiJvQBhCYARIsAMjts3IPupQ8lIQolzEkLdv9W6SsI9KEWxDvl7tWmD-2eER5Ne6HCr3UuPgaAikBEALw_wcB. Acesso em: 14 mai. 2026.
- [22] COSERN. VR01.01-00.12: CONEXÃO DE MICROGERADORES AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO. 3ª ed. Rio Grande do Norte: Grupo Neoenergia, 2016. 25 p.
- [23] MERCADO LIVRE. Medidor De Energia Trifasico Nansen Bidirecional Placa Solar. Disponível em: https://www.mercadolivre.com.br/medidor-de-energia-trifasico-nansen-bidirecional-placa-solar/up/MLBU1792497789#polycard_client=recommendations_vip-v2p&reco_backend=ranker_retrieval_online_vpp_v2p&reco_model=coldstart_low_exposition&reco_client=vip-v2p&reco_item_pos=0&reco_backend_type=low_level&reco_id=f06c8a93-a232-4519-8480-0d56a572d9d6&wid=MLB1202394064&sid=recos. Acesso em: 14 mai. 2026.
- [24] FREIRE, Vinícius Diógenes; VIEIRA, Romênia Gurgel; DHIMISH, Mahmoud. Green electrification of agroindustry: Technical, economic and environmental performance of solar photovoltaic integration in Brazilian rural production. *Energy for Sustainable Development*, v. 93, p. 101992, 2026. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2026.101992>. Acesso em: 15 maio 2026.
- [25] BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Fatores de emissão – Sistema de Registro Nacional de Emissões (SIRENE). Brasília: MCTI, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>. Acesso em: 15 maio 2026.
- [26] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Neoenergia Cosern. Tarifas de energia elétrica – Grupo B. Vigência: 22 abr. 2026 a 21 abr. 2027. Resolução Homologatória nº 3.573, de 22 de abril de 2026. Natal: Neoenergia Cosern, 2026. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/web/rn/composicao-tarifaria>. Acesso em: 15 maio 2026.
- [27] ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. São Paulo: Abinee, 2012. 176 p. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em: 05 abr. 2018.
- [28] GONÇALVES, Daniel de Almeida Silva; et al. Custo médio de uma usina fotovoltaica no Brasil: análise e perspectivas. In: CONGRESSO TÉCNICO CIENTÍFICO DA ENGENHARIA E DA AGRONOMIA – CONTECC 2024, Brasília. Anais [...]. Brasília: CONFEA/CREA, 2024. Disponível em: https://www.confea.org.br/midias/uploads-imce/contecc%202024/ELE/CUSTO_M%C3%89DIO_DE_UMA_USINA_FOTOVOLTAICA_NO_BRASIL__AN%C3%81LISE_E_PERSPECTIVAS.pdf. Acesso em: 9 jun. 2026.
- [29] BANCO CENTRAL DO BRASIL. Taxa Selic – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia. Brasília: Banco Central do Brasil, 2026. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br>. Acesso em: 9 jun. 2026.
- [30] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Caderno de Preços da Geração – 2021. Brasília: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Caderno-de-Preco-da-Geracao>. Acesso em: 9 jun. 2026.

APÊNDICE A

Figura A1. Diagrama funcional (autoria própria)





Artigo

Análise comparativa dos controladores PID e PID-Fuzzy aplicados na regulação de velocidade de um motor CC

João Pedro Pereira Barbosa ^[1], Dartiu Rafael Dantas da Silva Alves ^[2], Geronimo Barbosa Alexandre ^[3]

^[1] Instituto Federal da Paraíba; Graduando em Engenharia de Controle e Automação; joao-barbosa.jb@academico.ifpb.edu.br

^[2] Instituto Federal da Paraíba; Graduando em Engenharia de Controle e Automação; dartiu.rafael@academico.ifpb.edu.br

^[3] Instituto Federal da Paraíba; Prof. EBTT; M. Sc. Engenharia Elétrica; geronimo.alexandre@ifpb.edu.br

Recebido: 21 /06/2026;

Aceito: 27/06/2026;

Publicado: 15/07/2026;

Resumo: Este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma bancada didática experimental voltada para a análise comparativa do desempenho dos controladores Proporcional-Integral-Derivativo (PID) clássico e PID-Fuzzy na regulação de velocidade de um motor de corrente contínua (CC) com *encoder*. Como principais contribuições tecnológicas, a estrutura física utiliza o microcontrolador ESP32 integrado ao *software* Elipse E3 como sistema supervisor SCADA, permitindo o monitoramento gráfico e o ajuste paramétrico em tempo real. A modelagem do motor foi identificada em malha aberta e aproximada por um sistema de primeira ordem com tempo morto. Os controladores foram validados experimentalmente sob um degrau de referência de 50 RPM. Os resultados numéricos revelaram que ambas as estratégias apresentaram o mesmo tempo de subida (0,25 s). Contudo, o PID clássico demonstrou superioridade de desempenho temporal e de erro ao obter menor sobressinal (24,7% contra 39,1% do PID-Fuzzy), menor tempo de acomodação (0,65 s) e menor erro em regime permanente (1,0 RPM contra 3,9 RPM do PID-Fuzzy). Enquanto o PID clássico alcançou convergência assintótica, a abordagem Fuzzy apresentou um comportamento transiente oscilatório sustentado ao redor do *setpoint* devido à alta sensibilidade de suas regras heurísticas. Conclui-se que o controlador PID tradicional consolidou-se como a solução mais eficiente, estável e precisa para a planta analisada, minimizando o desgaste mecânico do atuador.

Palavras-chave: motor CC; sintonia de controladores; PID clássico; controle Fuzzy; regulação de velocidade.

Comparative analysis of PID and PID-Fuzzy controllers applied to DC motor speed regulation

Abstract: This paper presents the development of an experimental teaching bench aimed at a comparative performance analysis of classical Proportional-Integral-Derivative (PID) and PID-Fuzzy controllers in the speed regulation of an encoder-equipped direct current (DC) motor. As main technological contributions, the physical structure utilizes the ESP32 microcontroller integrated with Elipse E3 software as a SCADA supervisory system, enabling real-time graphical monitoring and parametric adjustments. The motor modeling was identified in openloop and approximated by a first-order plus dead time system. The controllers were experimentally validated under a 50 RPM reference step input. The numerical results revealed that both strategies achieved the same rise time (0.25 s). However, the classical PID demonstrated superior temporal and error performance by obtaining a lower overshoot (24.7% versus 39.1% for the PID-Fuzzy), a shorter settling time (0.65 s), and a smaller steady-state error (1.0 RPM versus 3.9 RPM for the PID-Fuzzy). While the classical PID achieved asymptotic convergence, the Fuzzy approach exhibited a sustained oscillatory transient behavior around the setpoint due to the high sensitivity of its heuristic rules. In conclusion, the traditional PID controller proved to be the most efficient, stable, and accurate solution for the analyzed plant, minimizing the mechanical wear on the actuator.

Keywords: DC motor, controller tuning, classic PID, Fuzzy control, speed regulation.

1. INTRODUÇÃO

O controle de velocidade de motores de corrente contínua (CC) é um tema central na engenharia, abrangendo desde aplicações industriais até sistemas didáticos de precisão [1]. A literatura técnica apresenta uma evolução constante nas estratégias de controle, partindo do tradicional Proporcional-Integral-Derivativo (PID) para abordagens híbridas e inteligentes, como o PID-Fuzzy, visando lidar com as não linearidades inerentes a esses sistemas.

Trabalhos recentes destacam essa transição, [2] e [3] realizam comparações diretas entre o PID clássico e o PID-Fuzzy, evidenciando como a lógica nebulosa pode melhorar o tempo de resposta e a robustez.

Em [4] avançam na otimização ao aplicar algoritmos genéticos para sintonizar um controlador PID-Fuzzy adaptativo em motores CC didáticos. No trabalho [5], os autores demonstram a aplicação prática dessas técnicas em veículos guiados automatizados, utilizando motores com *encoder* para garantir a precisão de movimento.

Neste contexto, o presente trabalho diferencia-se ao realizar uma análise comparativa experimental do desempenho em malha fechada entre o controle PID tradicional e o PID-Fuzzy, especificamente aplicados a um motor CC com *encoder*. Diferente de abordagens baseadas exclusivamente em simulação ou plataformas como Arduino Uno, esta pesquisa utiliza a ESP32, um microcontrolador de maior poder de processamento, integrado a uma ponte H para o acionamento.

A inovação do Trabalho inclui o uso do *software* Elipse E3 como sistema de comando / supervisão. Esta *interface* permite não apenas a visualização em tempo real de gráficos de velocidade (medida versus *setpoint*), mas também a interação dinâmica com o processo através da alteração de ganhos e pontos de ajuste diretamente na tela.

Por fim, a avaliação do sistema é conduzida sob duas perspectivas críticas: (a) análise de desempenho na ótica temporal (tempo de subida, *overshoot* e tempo de estabelecimento); (b) análise de desempenho na ótica do erro: utilização de métricas integrais como ISE (*Integral of Squared Error*) e IAE (*Integral of Absolute Error*) para quantificar a precisão e a estabilidade de cada estratégia de controle.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Nesta seção serão apresentados a metodologia usada no trabalho, os materiais usados para a confecção do protótipo didático, o diagrama elétrico dos sensores e atuadores a ESP32, o experimento de modelagem do processo e os métodos de sintonia das estratégias de controle usadas na regulação da velocidade do motor CC.

2.1. Metodologia Adotada

A metodologia usada foi estruturada para garantir a validade e a reprodutibilidade dos resultados obtidos no controle de velocidade do motor CC. Segundo [6], a pesquisa pode ser definida como um processo pragmático de resolução de problemas, que neste caso se materializa na busca por um controle de velocidade mais eficiente através da comparação entre as técnicas PID e PID-Fuzzy.

O estudo assume um caráter inicial exploratório, visto que busca familiarizar o pesquisador com as nuances das não-linearidades do motor e o comportamento da lógica Fuzzy aplicada ao *hardware* ESP32. Como aponta [7], a pesquisa exploratória tem como objetivo principal o aprimoramento de ideias.

Simultaneamente, a pesquisa é descritiva, pois registra e analisa as características do sistema em malha fechada sem manipulá-las arbitrariamente, mas sim observando o comportamento das variáveis sob a influência dos controladores sintonizados. A descrição detalhada do funcionamento do sistema supervisor Elipse E3 e a resposta do motor frente aos degraus de velocidade cumprem o papel de expor as variáveis do fenômeno estudado.

A investigação adota uma abordagem mista (quali-quantitativa). A vertente quantitativa é evidenciada pela coleta de dados numéricos provenientes do *encoder* e processados na ESP32, permitindo o cálculo matemático dos índices de desempenho. Conforme [8], o método quantitativo é caracterizado pelo emprego de instrumentos estatísticos para garantir a precisão das conclusões e evitar distorções de interpretação.

Por outro lado, a abordagem qualitativa manifesta-se na análise interpretativa dos gráficos e na avaliação da usabilidade e eficiência da interface de supervisão. Segundo [9], a pesquisa qualitativa permite que o pesquisador compreenda o contexto do fenômeno — neste caso, como a *interface* homem-máquina (IHM) facilita o ajuste fino dos parâmetros de controle e a percepção visual do comportamento dinâmico do motor.

O trabalho caracteriza-se também como uma pesquisa tecnológica, resultando na apresentação de um produto: uma bancada de controle integrada. De acordo com [10], o desenvolvimento de um artefato técnico como parte de uma pesquisa acadêmica exige que as etapas de projeto, montagem e teste sejam rigorosamente documentadas. As ações obedeceram a um fluxo lógico de etapas:

- (a) Fundamentação Teórica: Estudo dos algoritmos de controle e bibliografia atualizada.
- (b) Desenvolvimento do Protótipo: Integração entre ESP32, Ponte H e motor com *encoder*.
- (c) Implementação do controle: Programação lógica das estratégias de controle propostas em linguagem C e verificação da resposta temporal.
- (d) Implementação de *software*: Programação lógica e desenvolvimento da aplicação SCADA no Elipse E3.
- (e) Coleta e Análise de Dados: Testes experimentais comparando as métricas temporais e de erro.

2.2. Materiais Usados e Diagrama Elétrico

Os materiais utilizados para confecção do protótipo experimental estão dispostos na Tabela 1. O protótipo experimental apresentou um custo de R\$ 183,00

TABELA 1. Materiais utilizados no protótipo e orçamento.

Material	Quantidade	Preço Unitário (R\$)	Preço Total (R\$) *
ESP32 + Cabo micro USB	1	68,00	68,00
Fios e cabos	-	10,00	10,00
Motor CC com <i>encoder</i>	1	79,00	79,00
Base para o motor	1	5,00	5,00
Disco para o motor	1	2,00	2,00
Driver motor Ponte H	1	19,00	19,00
Preço Total	-	-	183,00

*Cotação feita em 2026.

A bancada didática é composta de três partes: o atuador (a ponte H), o sensor de velocidade (*encoder* rotativo) e o controle implementado no microcontrolador ESP32 da Espressif Systems.

O sinal de realimentação do *encoder* rotativo é usado para determinar o erro entre a velocidade de referência e a velocidade real do motor. O controlador PID regula a tensão fornecida ao motor usando o sinal PWM (do inglês, *Pulse Width Modulation*) para atingir a saída desejada.

A modulação por largura de pulsos (PWM) é usada para controlar a tensão aplicada ao *driver* ponte H dupla (L298N), este *driver* consegue controlar independentemente a velocidade e rotação de dois motores CC ou um motor de passo, com tensão de operação de 6 a 35V, com corrente máxima de operação de 2A por canal, com um limite total de até 4A.

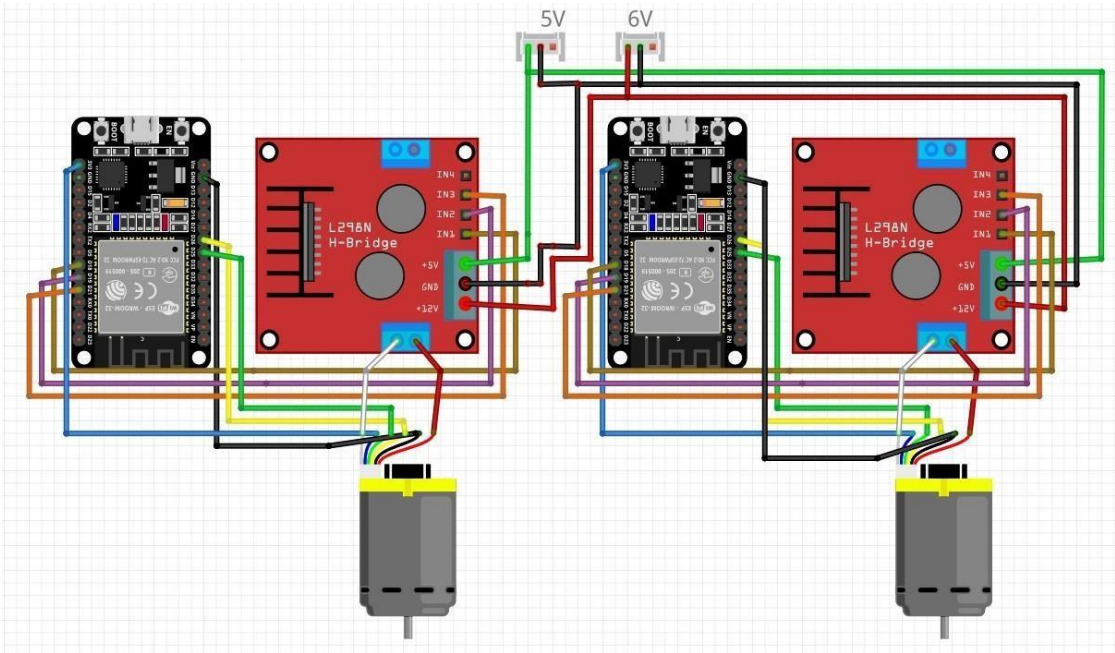


FIGURA 1. Diagrama de ligação dos sensores e atuadores ao microcontrolador ESP32.

Na Figura 1 é ilustrado o diagrama de ligação elétrica dos componentes usados na montagem. Os pinos 25 e 26 são os pinos externos usados na função de interrupção, que são disparadas pelos pulsos do *encoder* rotativo. O pino 18 é o pino PWM para controlar a tensão fornecida ao *driver* do motor (ponte H). Os pinos 25 e 26 são

usados para alterar a direção do motor, alterando a polaridade da tensão de alimentação para o motor. A Tabela 2 ilustra o diagrama de pinagem da ESP32 usado na prática experimental.

TABELA 2. Diagrama de pinagem da ESP32 usada na montagem experimental.

Descrição	Pino	Funcionalidade
Encoder A	19	Medição de velocidade e posição
Encoder B	21	Medição de velocidade e posição
Sinal PWM	18	Sinal PWM que será enviado à ponte H
Entrada de interrupção 1	26	Sinal usado para controle de direção
Entrada de interrupção 2	25	Sinal usado para controle de direção

2.3. Diagrama Elétrico e Lógica de Programação do CLP FX3U

A dinâmica do sistema foi modelada utilizando o método da curva de reação. Aplicou-se um degrau de tensão de 6V (variável manipulada) e o motor começou a girar livremente até atingir a estabilização em 200 RPM.

A resposta temporal do nível (variável de processo) foi registrada para a extração dos parâmetros do modelo de primeira ordem com tempo morto (atraso), conforme [11] e [12], sendo definido pela Equação (1).

$$G(s) = \frac{\Delta Y(s)}{\Delta U(s)} = \frac{K \cdot e^{-\theta s}}{\tau s + 1} \quad (1)$$

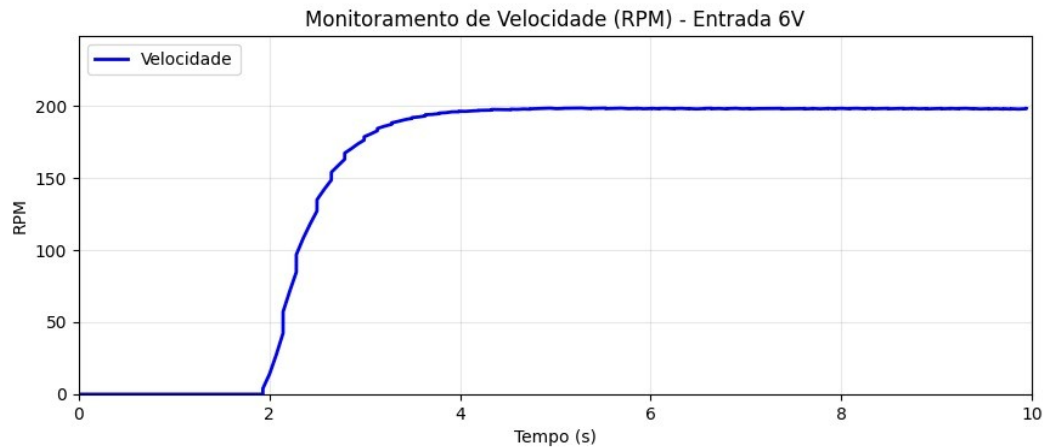


FIGURA 2. Resposta da velocidade ao degrau de tensão de 6V.

Os parâmetros obtidos a partir da inspeção da Figura 2, foram: ganho estacionário ($K = 200/6 = 33,33$ RPM/V), constante de tempo ($\tau = 0,5$ s) e atraso de transporte ($\theta = 1,9$ s).

Substituindo os valores dos parâmetros na equação (1), temos o modelo que descreve a dinâmica da planta,

$$G(s) = \frac{33,33 \cdot e^{-1,9s}}{0,5s + 1} \quad (2)$$

Normalizando o termo do denominador, multiplicando o numerador e o denominador por 2 para eliminar o decimal do termo “s”, a função de transferência pode ser escrita como:

$$G(s) = \frac{66,66 \cdot e^{-1,9s}}{s + 2} \quad (3) \text{ s}$$

Da equação (3), percebe-se que o modelo da planta apresenta um polo em $s=-2$ e ganho direto de 66,66 RPM/V.

2.4. Sintonia do Controlador PID tradicional

Na Figura 3 é ilustrada o diagrama de blocos da malha fechada usando o controlador PID clássico, cujo objetivo da sintonia é determinar os ganhos proporcional, integral e derivativo que levam a uma resposta estável e com erro nulo em regime permanente, atendendo aos requisitos de projeto.

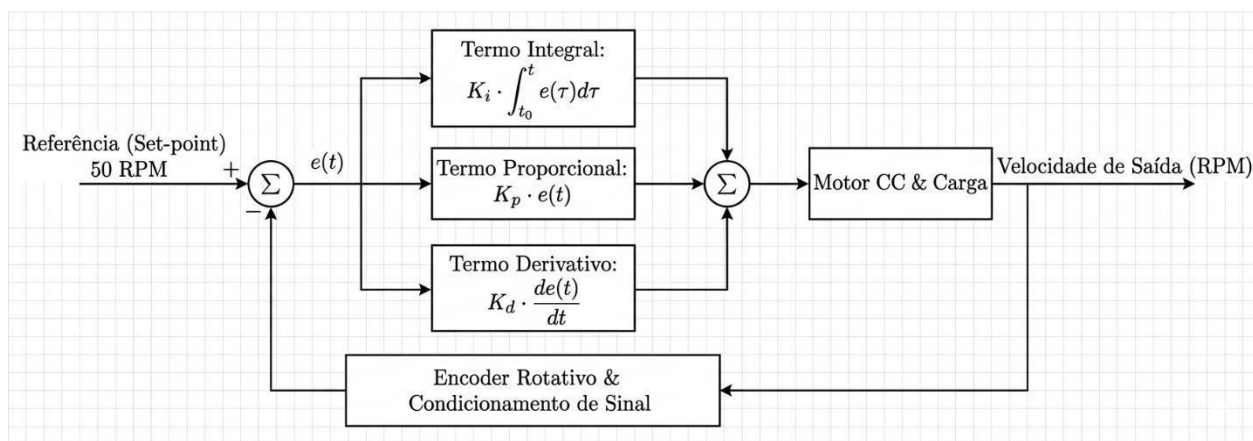


FIGURA 3. Diagrama de blocos para o controle PID tradicional.

Para a sintonia inicial do controlador PID tradicional foi usado os métodos de Cohen-Coon, Ziegler-Nichols de primeira ordem (Malha Aberta ou curva de reação) e Ziegler-Nichols de segunda Ordem (ou Método da Sensibilidade Crítica). A Tabela 3 apresenta o comparativo dos métodos sintonia.

TABELA 3. Comparativo dos métodos de sintonia.

Parâmetro	ZN (1ª Ordem)	Cohen-Coon	ZN (2ª Ordem)
K_P	0,0095	0,0180	0,0199
K_I	0,0025	0,0075	0,0059
K_D	0,0090	0,0074	0,0167

Como a planta apresenta um atraso dominante ($\theta = 1,9 \text{ s} > \tau = 0,5 \text{ s}$), o ganho proporcional de ZieglerNichols – 1ª ordem ($K_P = 0,0095$) acabou ficando bem mais conservador (metade) do que o de Cohen-Coon ($K_P = 0,018$). Isso significa que a resposta com Ziegler-Nichols tenderá a ser mais lenta para alcançar o *setpoint* de 50 RPM, mas apresentará menos oscilação inicial.

Nota-se que o Método do Relé (ZN 2ª ordem) resultou em um ganho derivativo ($K_D = 0,0167$) significativamente maior do que os outros métodos. Como o sistema possui um tempo morto agressivo, esse componente derivativo mais alto ajudará a "prever" a forte subida da curva após o atraso, agindo como um amortecedor para diminuir o sobressinal (*overshoot*) que sintonias puras de malha aberta costumam causar nesse tipo de planta.

Adiante, os ganhos do controlador obtidos pelo método do relé foram inseridos no código do microcontrolador para realizar a implementação prática, a partir da resposta temporal, os ganhos foram ajustados na tela do SCADA, para uma melhor estabilidade e erro próximo a zero, obtendo os seguintes valores finais: $K_P = 0,8$; $K_I = 0,3$ e $K_D = 0,02$. Estes valores finais serviram para definir a faixa operacional dos valores das funções de pertinências dos ganhos no controle PID-Fuzzy.

2.5. Sintonia do Controlador PID-Fuzzy

A estrutura do controlador PID-Fuzzy fundamenta-se na integração da lógica Fuzzy ao algoritmo PID, visando a sintonização automática e *on-line* de seus parâmetros. Segundo [13], essa arquitetura permite que o sistema se adapte dinamicamente a variações na carga ou alterações na dinâmica da planta, uma vez que os ganhos do PID são recalculados em tempo real pela inteligência Fuzzy para compensar tais perturbações.

O sistema Fuzzy é composto de três etapas: (a) Fuzzyficação, (b) Base de regras e (c) Defuzzyficação. O sistema projetado possui duas entradas (o erro e a derivada do erro) e três saídas (K_P , K_I e K_D). Na Figura 4 é ilustrada o diagrama de blocos do controlador PID baseado em lógica Fuzzy.

As funções de pertinência (entrada e saída) estão dispostas nas Figuras 5 e 6, onde foram usadas duas funções trapezoidal e uma função triangular, tomando como base o estudo de [14].

O mapeamento (Figura 6) do valor do ganho proporcional (variação entre 0,0 a 2,0 unidades) foi: Pequeno - Trapezoidal (0,0; 0,2; 0,5), Médio - Triangular (0,3; 0,6; 0,9) e Grande - Trapezoidal (0,8; 1,0; 2,0). O ganho integral variou de 0,0 a 1,0 unidade, sendo: Pequeno (0,0; 0,15; 0,3), Médio (0,2; 0,6; 0,9) e Grande (0,85; 1,0; 1,20). Por fim o ganho derivativo variou no intervalo de 0,0 a 0,12, sendo: Pequeno (0,0; 0,02; 0,04), Médio (0,02; 0,05; 0,0,8) e Grande (0,075; 0,1; 0,12).

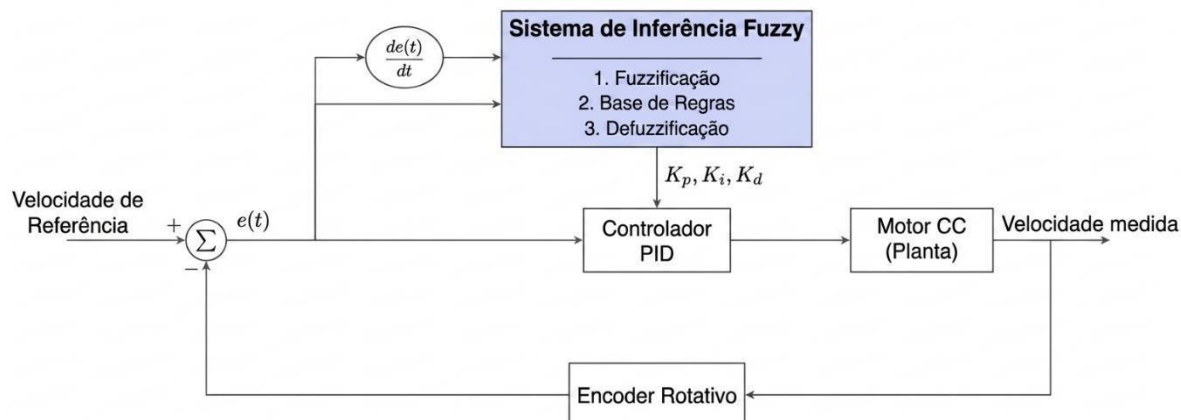


FIGURA 4. Controlador PID baseado em lógica Fuzzy.

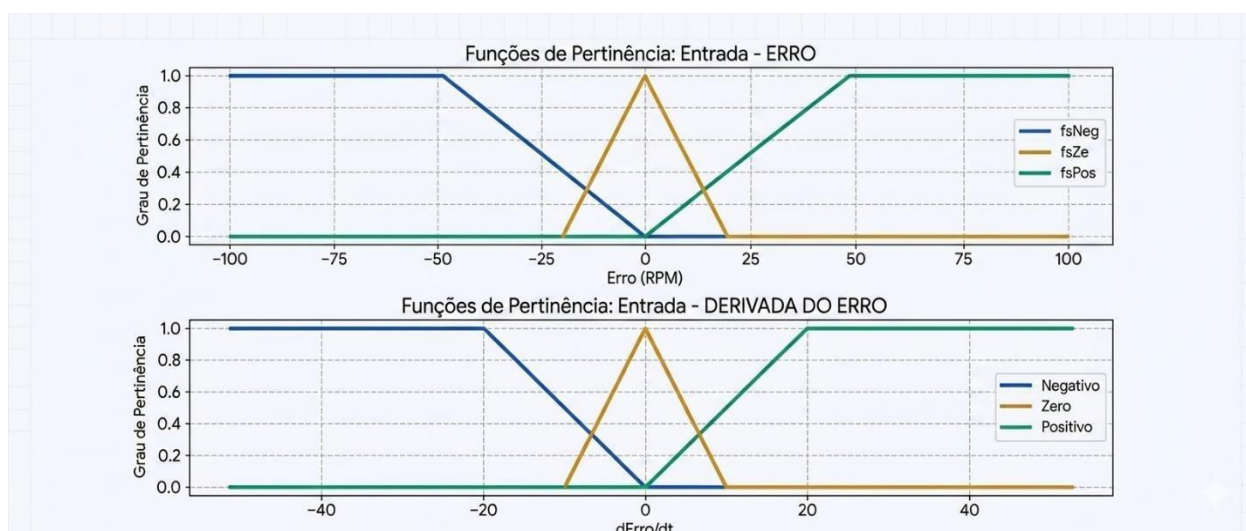


FIGURA 5. Funções de pertinência para as entradas.

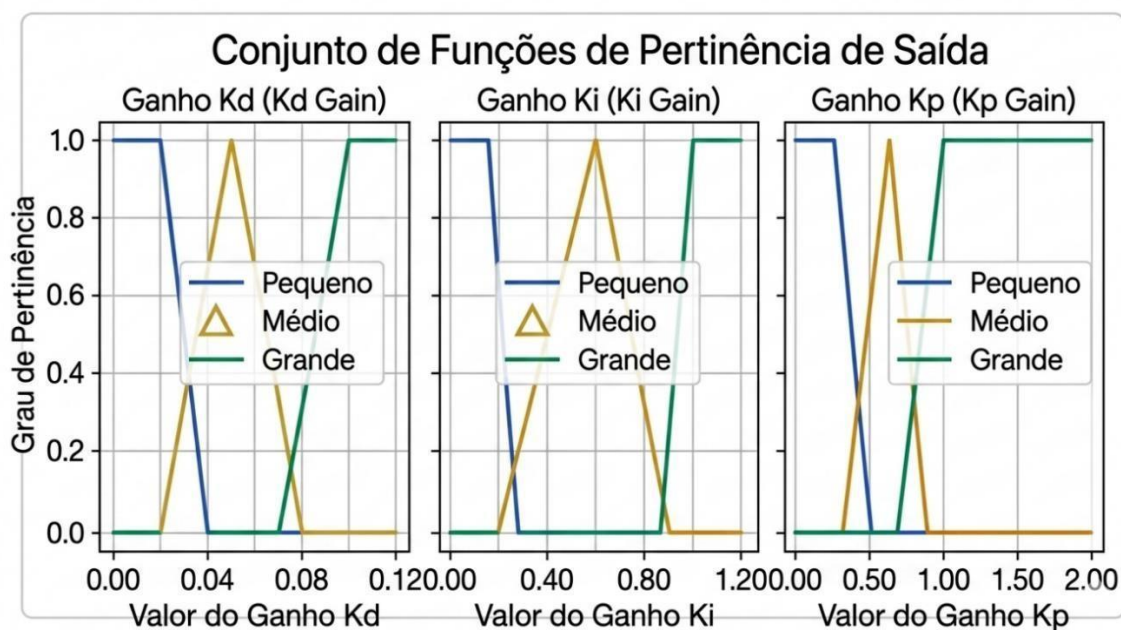


FIGURA 6. Funções de pertinência para as saídas.

3. RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os detalhes físicos do protótipo confeccionado, o SCADA local que faz a gestão do processo (comando e supervisão) e os resultados experimentais das estratégias de controle na regulação da velocidade do motor CC.

3.1. Descrição da bancada Didática Experimental

A validação experimental das estratégias propostas neste trabalho foi conduzida em uma bancada didática multifuncional (Figura 7), projetada para o estudo integrado de sistemas de controle, redes industriais e sistemas supervisórios dentro do paradigma da Indústria 4.0.

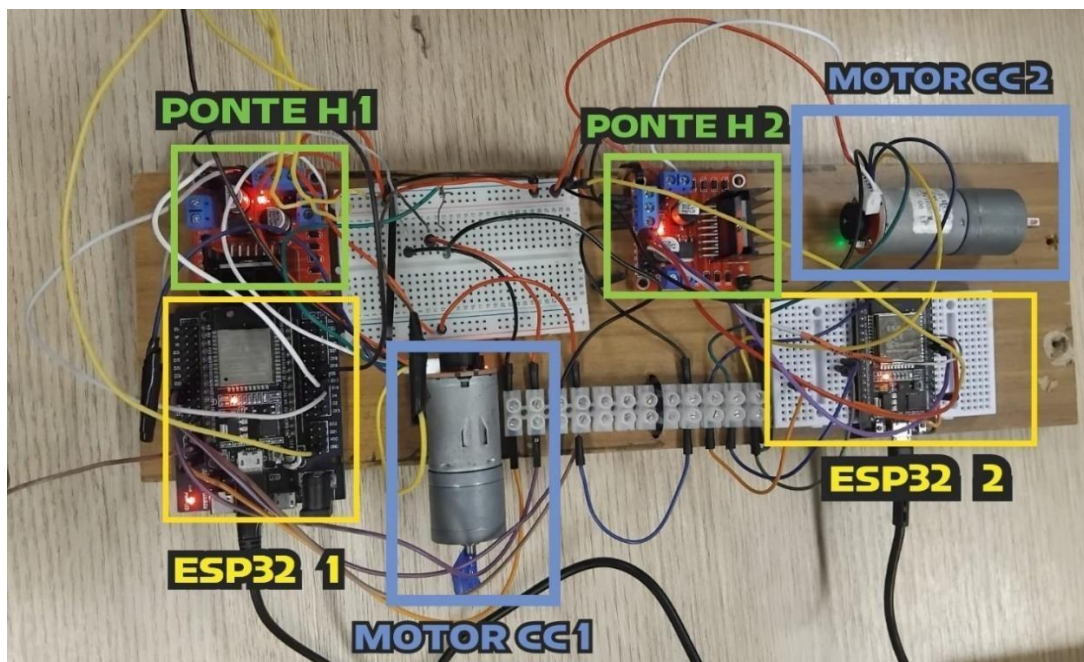


FIGURA 7. Detalhes da bancada de controle de velocidade.

A arquitetura física e de *hardware* da bancada é composta por três camadas principais:

- Camada de Atuação e Potência: Constituída por dois motores de corrente contínua (CC) independentes, acionados por *drivers* de potência do tipo Ponte H (L298N). O sistema permite o controle bidirecional e a variação de velocidade via Modulação por Largura de Pulso (PWM). Para o controle em malha fechada, os motores dispõem de um *encoder* de quadratura acoplado, viabilizando a leitura de velocidade e posição angular em tempo real para a implementação de algoritmos de controle.
- Camada de Processamento e Conectividade: Centralizada em dois microcontroladores ESP32 operando de forma distribuída. Esta configuração permite emular arquiteturas de redes industriais modernas, especificamente voltadas para a *Internet* das Coisas Industrial. Os módulos são capazes de estabelecer comunicação mestre-escravo, implementar protocolos baseados em TCP/IP (como o Modbus TCP) e protocolos de transporte de mensagens leves (como o MQTT), simulando cenários reais de borda e comunicação em nuvem.
- Camada de Supervisão (SCADA): Viabilizada pela *interface* de rede nativa dos controladores, a qual permite a exportação de variáveis de processo (como RPM, corrente e erros de regime) para plataformas de monitoramento e *interfaces* homem-máquina (IHM). O arranjo viabiliza a integração com sistemas supervisórios locais ou em nuvem (Node-RED, ScadaBR ou plataformas comerciais), permitindo a coleta de dados, a análise de curvas dinâmicas e o comando remoto dos atuadores.

A infraestrutura física adota conexões robustas via barras de bornes para a distribuição de potência, minimizando ruídos elétricos e garantindo a repetibilidade dos ensaios de controle e comunicação.

3.2. Interface SCADA de Comando e Supervisão

Além da lógica de controle na ESP32, foi desenvolvido o sistema de supervisão e operação local. A plataforma utilizada foi o *software* Elipse E3, que atua como mestre da rede *modbus*.

A *interface* homem-máquina desenvolvida em plataforma SCADA (Elipse E3) para o monitoramento do controlador PID é apresentada na Figura 8. O ambiente virtual foi estruturado em dois módulos complementares: controle paramétrico e monitoramento gráfico. No painel de controle (à esquerda), o usuário pode realizar o ajuste dos ganhos proporcional, integral e derivativo em tempo real, além de estipular o *setpoint* de velocidade e comandar a inicialização do motor.

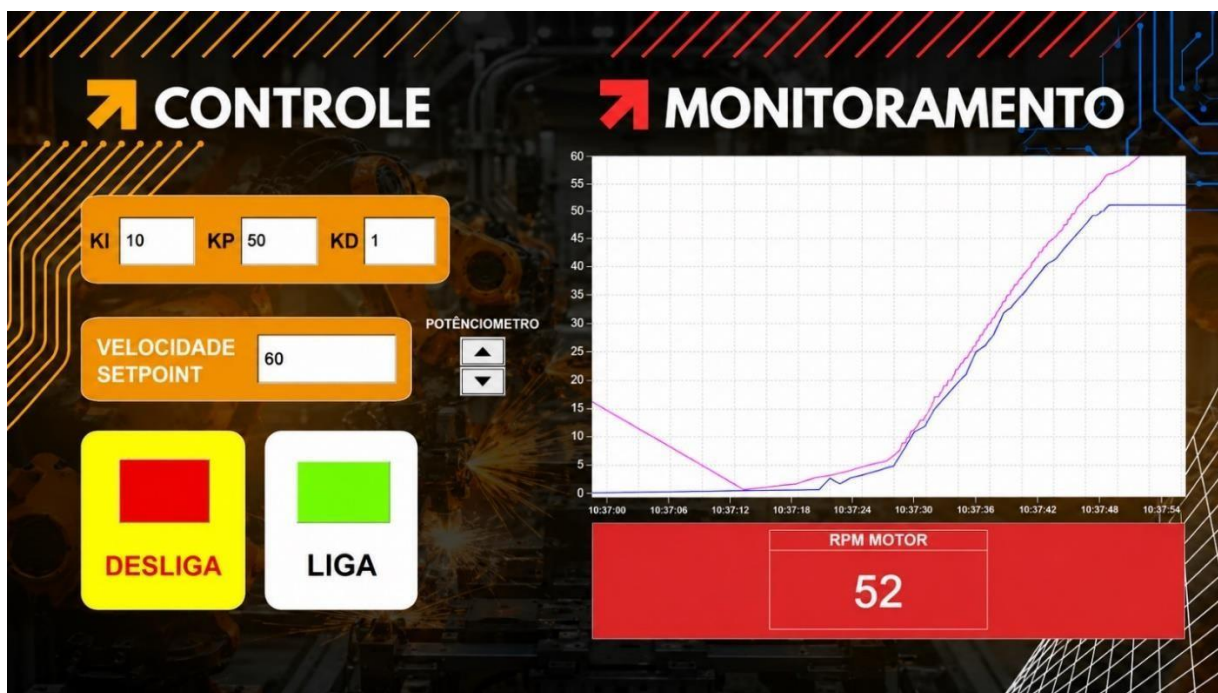


FIGURA 8. Tela do SCADA para o controle PID clássico.

O módulo de monitoramento (à direita) integra um gráfico de tendências temporais e um registrador numérico digital da velocidade angular do motor (RPM). A resposta temporal exibida na tela ratifica a estabilidade do controlador PID configurado com os parâmetros $K_P=50$, $K_I=10$ e $K_D=1$. O rastreamento da referência (ajustada em 60 RPM) ocorre por meio de um transiente suave e sem a presença de oscilações destrutivas (*overshoot* acentuado), validando a eficiência da comunicação de dados via rede industrial entre o controlador de borda (ESP32) e o sistema supervisão executado na estação de engenharia.

A interface SCADA adaptada para a estratégia de controle inteligente Fuzzy é ilustrada na Figura 9. O painel de controle foi modificado para permitir a manipulação em tempo real dos fatores de escalonamento da inferência Fuzzy: ganho do erro ($GE=40$), ganho da variação do erro ($GDE=40$) e ganho de saída da ação de controle ($GU=10$). Adicionalmente, inseriu-se um integrador numérico (ERRO ABS) destinado ao cálculo do Erro Absoluto Acumulado (IAE), fornecendo uma métrica direta de desempenho energético e de precisão do sistema.

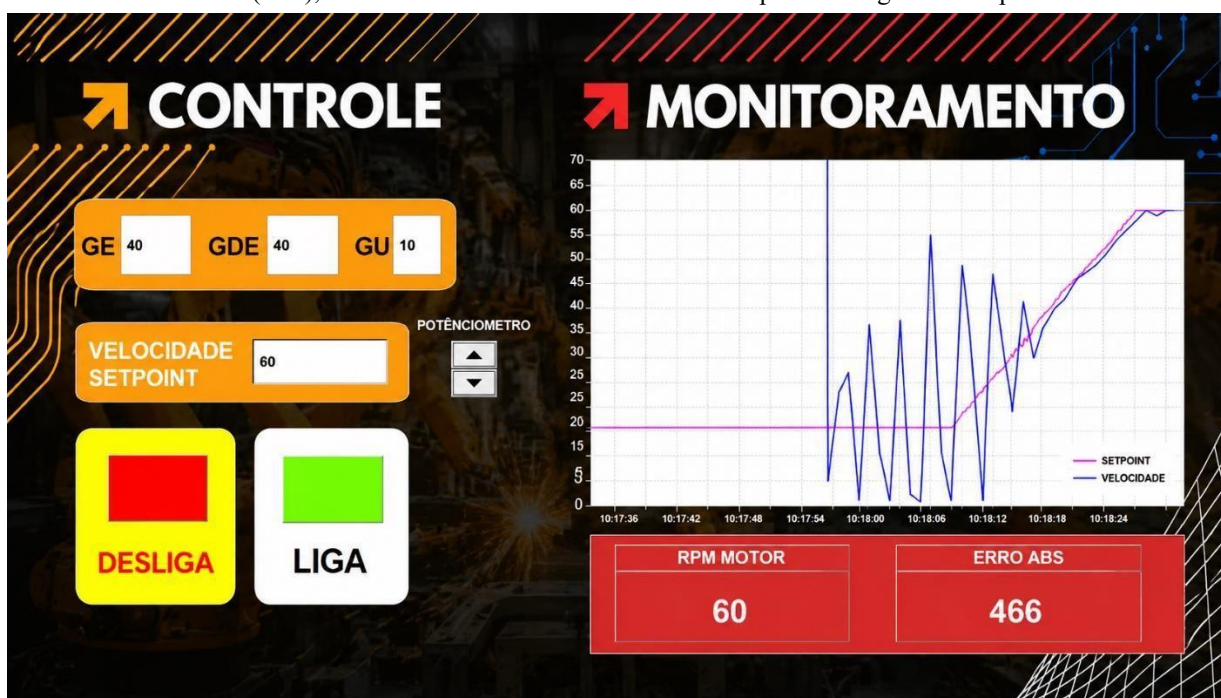


FIGURA 9. Tela do SCADA para o controle PID-Fuzzy.

O gráfico de tendências temporais registra um comportamento dinâmico complexo, típico de sistemas não lineares adaptativos. Inicialmente, observa-se um regime transiente de forte oscilação (entre os instantes 10:17:54 e 10:18:12), decorrente da alta sensibilidade das regras de inferência frente às condições de contorno iniciais da

planta. No entanto, após o período de acomodação transitória, o controlador mitiga o efeito de chaveamento, convergindo a variável de processo (RPM) de forma linear e síncrona com a referência até o completo anulação do erro em regime permanente para o setpoint de 60 RPM. O elevado valor final registrado no display de erro absoluto (466) decorre majoritariamente da severidade desse transiente inicial, servindo como parâmetro comparativo frente ao controle linear clássico.

3.3. Resultados Experimentais das Estratégias de Controle Propostas

O experimento de validação do controle PID tradicional versus o PID-Fuzzy na gestão da velocidade ocorreu no dia 14/05/2026, os dados mensurados foram exportados e plotados na *interface* de monitoramento SCADA desenvolvida.

Na Figura 10 é possível ver o comportamento da ação dos controladores, com a saída seguindo a referência de controle para um degrau de velocidade de 50 RPM.

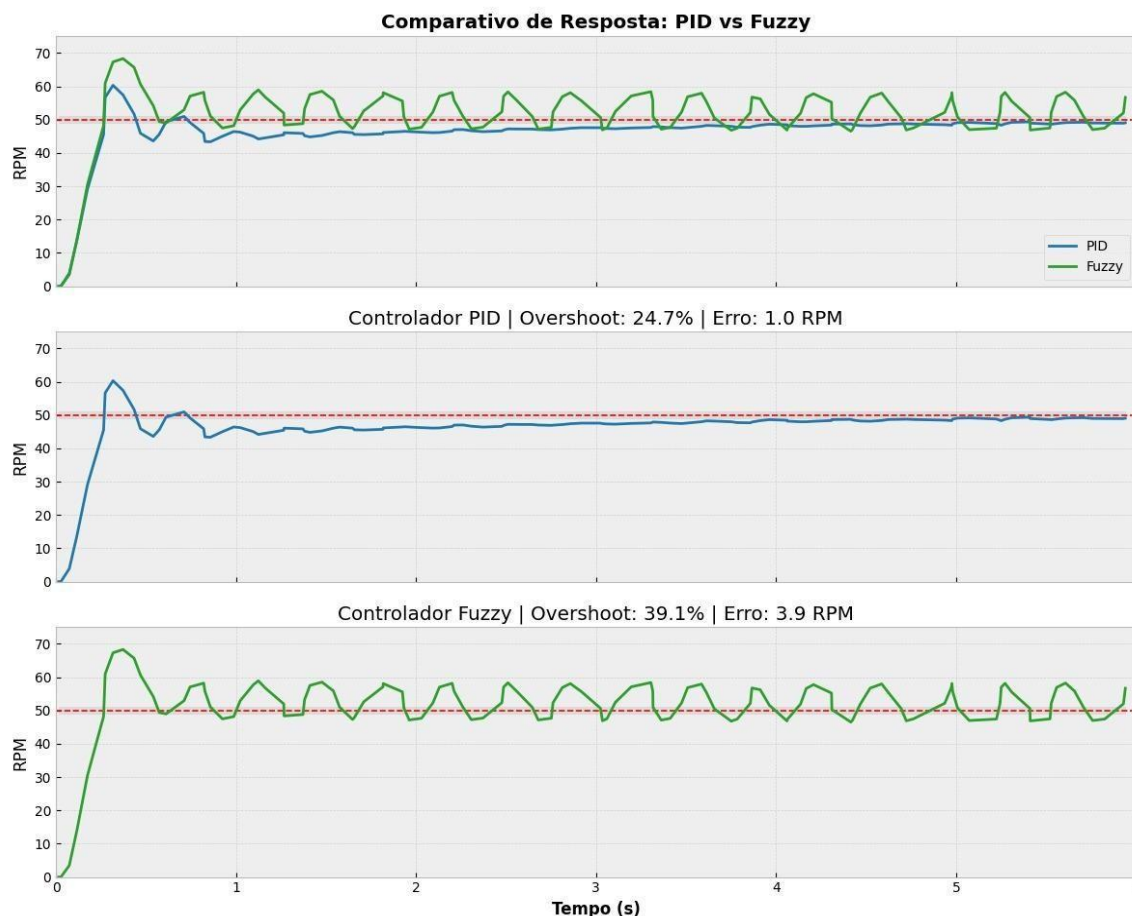


FIGURA 10. Resposta das estratégias de controle PID e PID-Fuzzy.

Percebe-se que o sistema é estável e bem comportado em malha fechada, mostrando que as estratégias de controle conseguem levar a saída controlada a seguir a referência de controle, com erro em regime permanente próximo de zero.

A Tabela 4 foi organizada para apresentar os valores dos parâmetros de desempenho dos controles PID clássico e PID-Fuzzy frente ao *setpoint* de velocidade de 50 RPM.

TABELA 4. Dados de desempenho e robustez das estratégias de controle.

Parâmetro	PID Tradicional	PID-Fuzzy	Diagnóstico
Tempo de subida	0,25s	0,25s	Empate (Mesma dinâmica)
Tempo de acomodação	0,65s	Oscilatório	PID (Evita desgaste do atuador)
<i>Overshoot</i>	24,7%	39,1%	PID (Menor impacto mecânico)
Valor do pico	62,3 RPM	69,5 RPM	Empate (Mesma dinâmica)
Erro em regime permanente	1,0 RPM	3,9 RPM	PID (Precisão estatística)

Observando a etapa de regime permanente (Tabela 4), o PID atinge a estabilidade assintótica clássica, com uma pequena banda de erro (1 RPM). Já o Fuzzy estabelece uma oscilação sustentada de amplitude e frequência constantes ao redor da referência. Esse comportamento indica que o mapeamento de regras heurísticas do Fuzzy criou uma zona de ganho excessivo próxima ao erro zero, impedindo o sistema de repousar e gerando vibração contínua no motor CC.

Partindo do comparativo do desempenho na ótica do tempo, percebe-se que o controlador PID-clássico apresentou desempenho temporal superior, sendo a escolha ideal para garantir estabilidade, menor desgaste do atuador e precisão em regime permanente.

A análise dos controladores sob a ótica do erro de rastreamento da referência, evidencia a superioridade da estrutura clássica linear (PID) sobre a abordagem heurística (Fuzzy) para a planta em questão. O controlador PID demonstrou convergência assintótica do erro, mitigando as oscilações transitórias após 1,0 s e consolidando um erro em regime permanente de apenas 1,0 RPM. Esse comportamento denota a correta sintonia da ação integral, capaz de anular os efeitos de perdas estáticas e atritos do motor CC.

Em contrapartida, o controlador Fuzzy apresentou desempenho limitado no estado estacionário, caracterizado por um regime de oscilação sustentada (ciclo limite). O erro dinâmico do Fuzzy oscila de forma contínua em uma banda que varia de +3 RPM a -8 RPM, resultando em um erro médio de regime de 3,9 RPM. Esse comportamento infere que as funções de pertinência ou as regras de inferência adotadas criaram uma região de alta sensibilidade ao redor do *setpoint*, gerando um efeito de chaveamento que impede a acomodação do erro na origem. Consequentemente, os índices cumulativos de erro absoluto (IAE) e quadrático (ISE) do controlador Fuzzy são superiores, implicando em maior desgaste mecânico do atuador e menor precisão de rastreamento.

4. CONCLUSÃO

A bancada experimental desenvolvida demonstrou ser uma plataforma eficiente para estudos didáticos e experimentais em automação, controle de processos e sistemas supervisórios, permitindo a integração entre sensores, atuadores, algoritmos inteligentes e comunicação industrial em tempo real.

Os resultados experimentais evidenciaram que ambas as estratégias foram capazes de estabilizar o sistema e realizar o rastreamento da referência de velocidade. Entretanto, o controlador PID clássico apresentou desempenho superior sob a ótica temporal e de erro, alcançando menor *overshoot*, menor tempo de acomodação e menor erro em regime permanente. A resposta do PID mostrou-se mais estável e adequada para aplicações que exigem precisão, robustez e menor desgaste mecânico do atuador.

Por outro lado, o controlador PID-Fuzzy apresentou maior sensibilidade dinâmica e comportamento adaptativo frente às variações do processo. Apesar disso, as funções de pertinência e as regras de inferência adotadas ocasionaram oscilações sustentadas próximas ao *setpoint*, resultando em maior erro acumulado e maior instabilidade em regime permanente. Ainda assim, a estratégia demonstrou potencial para aplicações em sistemas não lineares e sujeitos a perturbações, especialmente quando associada a técnicas mais avançadas de otimização e sintonia automática.

Outro ponto relevante do trabalho foi o desenvolvimento da *interface* supervisória no Elipse E3, que possibilitou o monitoramento gráfico em tempo real, ajuste dinâmico dos parâmetros de controle e aquisição das variáveis do processo, contribuindo significativamente para a análise experimental e para a interação homemmáquina.

Dessa forma, conclui-se que o controlador PID tradicional foi a solução mais eficiente para a planta analisada nas condições experimentais adotadas. Contudo, o controle PID-Fuzzy mostrou-se uma alternativa promissora, principalmente para pesquisas futuras envolvendo sistemas com maior grau de não linearidade, adaptação automática de ganhos e técnicas híbridas de inteligência computacional.

Como trabalhos futuros, sugere-se: (a) otimização automática das regras Fuzzy por algoritmos genéticos; (b) aplicação de redes neurais para autoajuste dos ganhos; (c) implementação de controle adaptativo em tempo real; (d) integração com plataformas de computação em nuvem; (e) análise energética do sistema sob diferentes estratégias de controle.

AGRADECIMENTOS

Ao IF Sertão PB Campus Cajazeiras pela disponibilização da estrutura laboratorial durante a condução dos testes de validação da bancada didática.

REFERÊNCIAS

- [1] SILVA, F. N., SOUZA, G. S., ALEXANDRE, G. B. Análise do controle PID aplicado no controle de velocidade de um motor CC. **Revista de Engenharia e Tecnologia**, ISSN 2176-7270, vol. 17, nº1, 2025.
R4EM, v. 8, n. 1, p. 95-105, 2026. DOI: <https://doi.org/10.21708/issn27635325.v8n1.a115467.2026>

- [2] SOMWANSHI, D., et al. Comparison of Fuzzy-PID and PID Controller for Speed Control of DC Motor using LabVIEW. **Procedia Computer Science**, vol. 152, pp.252–260, 2019.
- [3] BANSAL, U. K. & NARVEY, R. Speed Control of DC Motor Using Fuzzy PID Controller. **Advance in Electronic and Electric Engineering**. ISSN 2231-1297, Volume 3, Number 9, pp. 1209-1220, 2013.
- [4] CASTANHO, D. S., et al. Aplicação de um controlador PID Fuzzy adaptativo otimizado via algoritmo genético à um motor de corrente contínua didático. **Anais**, XIII Simpósio de Mecânica Computacional, 2018.
- [5] PARIKH, P., et al. Implementation Fuzzy logic controller and PID controller to a DC encoder motor – A case of on automated guide vehicle. **Procedia Manufacturing**, vol. 20, pp. 219–226, 2018.
- [6] GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2022.
- [7] MARCONI, M. de A.; LAKATOS, E. M. **Metodologia do trabalho científico**. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2021.
- [8] RICHARDSON, R. J. **Pesquisa social: métodos e técnicas**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2017.
- [9] YIN, R. K. **Pesquisa qualitativa do início ao fim**. Porto Alegre: Penso, 2016.
- [10] CAUCHICK MIGUEL, P. A. **Metodologia de pesquisa para engenharia de produção e gestão de operações**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.
- [11] DORF, R. C.; BISHOP, R. H. **Sistemas de Controle Moderno**. 8ª Edição, Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 2001.
- [12] OGATA, K. **Engenharia de controle moderno**. 5ª Edição, Editora Pearson, 2010.
- [13] GOSWAMI, R. & D. JOSHI, D. Performance review of fuzzy logic-based controllers employed in brushless dc motor. **Procedia computer science**, vol. 132, pp. 623–631, 2018.
- [14] SIMÕES, M. G. & SHAW, I. S. **Controle e modelagem Fuzzy**. 2ª Edição, Editora Blücher – FAPESP, São Paulo, 2007.



Artigo

Gestão da manutenção de sistemas eletromecânicos em usinas hidrelétricas: revisão bibliográfica sobre eficiência, confiabilidade e sustentabilidade.

Robertcley do Rosario Amorim ¹, André Marques Cavalcanti ², Roberto Luiz Frota de Menezes ³, Emmanuelle Maria Gonçalves Lorena ⁴

¹Universidade da Amazônia - UNAMA; robertcley.amorim@gmail.com

²Universidade da Amazônia - UNAMA; andre.filho@sereducacional.com

³Universidade da Amazônia - UNAMA; roberto.vasconcelos@sereducacional.com

⁴Universidade da Amazônia - UNAMA; emmanuelle.lorena@sereducacional.com

Recebido: 05/06/2026;

Aceito: 15/07/2026;

Publicado: 15/07/2026;

Resumo: A gestão da manutenção em sistemas eletromecânicos de usinas hidrelétricas é fundamental para garantir elevados níveis de confiabilidade, disponibilidade e eficiência operacional. Este estudo apresenta uma revisão bibliográfica sistematizada, de abordagem qualitativa, com o objetivo de analisar as principais práticas, metodologias e tecnologias aplicadas à manutenção industrial no setor hidrelétrico. A pesquisa foi realizada por meio de levantamento em bases científicas e documentos técnicos publicados entre 2015 e 2025. Os resultados evidenciam uma evolução dos modelos corretivos para estratégias preditivas e baseadas em condição, com destaque para técnicas de monitoramento contínuo, análise de vibração, termografia e tecnologias digitais. Conclui-se que a integração entre manutenção preditiva, gestão de ativos e tecnologias digitais representa um fator estratégico para aumento da confiabilidade e sustentabilidade operacional.

Palavras-chave: Usinas hidrelétricas; Manutenção preditiva; Gestão de ativos; Confiabilidade operacional; Eficiência energética.

Maintenance management of electromechanical systems in hydropower plants: A systematic literature review on reliability, operational efficiency, and sustainability.

Abstract: Maintenance management in electromechanical systems of hydropower plants is essential to ensure high levels of reliability, availability, and operational efficiency. This study presents a systematic literature review with a qualitative approach aimed at analyzing the main practices, methodologies, and technologies applied to industrial maintenance in the hydropower sector. The research was carried out through scientific databases and technical documents published between 2015 and 2025. The findings indicate a transition from corrective approaches to predictive and condition-based strategies, highlighting continuous monitoring techniques, vibration analysis, thermography, and digital technologies. It is concluded that the integration of predictive maintenance, asset management, and digital technologies represents a strategic factor for improving reliability and operational sustainability.

Keywords: Hydropower plants; Predictive maintenance; Asset management; Operational reliability; Energy efficiency.

1. INTRODUÇÃO

A geração hidrelétrica desempenha papel fundamental na matriz energética brasileira, representando uma das principais fontes de produção de energia elétrica do país e contribuindo significativamente para a segurança energética nacional [1]. Em virtude de sua elevada participação no Sistema Interligado Nacional (SIN), as usinas hidrelétricas necessitam operar com elevados níveis de disponibilidade, confiabilidade e eficiência operacional, garantindo a continuidade do fornecimento de energia e a sustentabilidade dos sistemas elétricos.

Nesse contexto, os sistemas eletromecânicos constituem os principais ativos dessas instalações, abrangendo turbinas hidráulicas, geradores síncronos, sistemas de excitação, equipamentos auxiliares e sistemas de controle. O desempenho desses componentes influencia diretamente a capacidade de geração, a segurança operacional e os custos associados à manutenção e à operação das usinas.

A manutenção industrial representa um dos pilares para a gestão eficiente desses ativos. Segundo a ABNT NBR 5462, a manutenção compreende o conjunto de ações técnicas e administrativas destinadas a manter ou restabelecer um item em condições de desempenhar a função requerida [2]. Dessa forma, a manutenção assume papel estratégico na preservação da confiabilidade operacional e no prolongamento da vida útil dos equipamentos.

Historicamente, as práticas de manutenção evoluíram de modelos predominantemente corretivos para abordagens preventivas e posteriormente para estratégias fundamentadas em monitoramento contínuo e análise da condição dos ativos [3,4]. Essa evolução foi impulsionada pela crescente complexidade dos sistemas industriais, pela necessidade de redução de custos operacionais e pela busca por maiores níveis de disponibilidade e segurança.

Nas últimas décadas, os avanços tecnológicos associados à Indústria 4.0 têm promovido mudanças significativas na gestão da manutenção industrial. Tecnologias como Internet das Coisas (IoT), sistemas ciberfísicos, inteligência artificial, aprendizado de máquina e análise avançada de dados vêm ampliando a capacidade de monitoramento, diagnóstico e previsão de falhas em ativos industriais [5–7]. Essas inovações permitem uma gestão mais eficiente dos equipamentos, contribuindo para a redução de intervenções não programadas e para a otimização do ciclo de vida dos ativos.

No setor hidrelétrico, a incorporação dessas tecnologias apresenta potencial para elevar os níveis de confiabilidade operacional e sustentabilidade dos empreendimentos, especialmente diante dos desafios relacionados ao envelhecimento dos ativos, à necessidade de modernização tecnológica e às exigências crescentes por eficiência energética e competitividade econômica.

Embora existam diversos estudos abordando manutenção industrial, confiabilidade e gestão de ativos, observa-se que as informações relacionadas especificamente à gestão da manutenção de sistemas eletromecânicos em usinas hidrelétricas encontram-se dispersas na literatura, dificultando a consolidação de uma visão integrada sobre as principais práticas, tendências e desafios do setor.

Diante desse cenário, o presente trabalho tem como objetivo realizar uma revisão bibliográfica sistematizada sobre a gestão da manutenção de sistemas eletromecânicos em usinas hidrelétricas, analisando as principais metodologias, tecnologias e estratégias adotadas para o aumento da eficiência operacional, confiabilidade e sustentabilidade desses empreendimentos.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

O presente estudo caracteriza-se como uma pesquisa de natureza qualitativa, exploratória e descritiva, desenvolvida por meio de uma revisão bibliográfica sistematizada. Essa abordagem foi adotada por possibilitar a identificação, análise e síntese crítica do conhecimento científico disponível sobre a gestão da manutenção de sistemas eletromecânicos em usinas hidrelétricas, contribuindo para a compreensão das principais práticas, tecnologias e tendências observadas no setor [10,11].

A revisão foi conduzida de forma sistematizada, seguindo etapas de planejamento, busca, seleção, análise e síntese das evidências encontradas na literatura, conforme recomendações amplamente utilizadas em estudos de revisão científica [12]. Inicialmente, foi realizado o levantamento bibliográfico em bases de dados nacionais e internacionais reconhecidas pela relevância acadêmica nas áreas de engenharia, manutenção e energia.

As buscas foram realizadas nas plataformas Google Scholar (Google Acadêmico), Scientific Electronic Library Online (SciELO) e IEEE Xplore, além de documentos técnicos e institucionais publicados por órgãos do setor elétrico, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Também

foram consultadas normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) relacionadas à confiabilidade, manutenção e gestão de ativos.

Para ampliar o alcance da pesquisa e contemplar contribuições nacionais e internacionais, foram utilizados descritores em português e inglês, incluindo os termos: “manutenção preditiva”, “gestão da manutenção”, “confiabilidade”, “manutenção industrial”, “usinas hidrelétricas”, “predictive maintenance”, “maintenance management”, “reliability” e “hydropower plants”. A combinação desses descritores foi realizada por meio dos operadores booleanos AND e OR, permitindo refinar os resultados obtidos e aumentar a aderência temática dos estudos selecionados.

Os critérios de inclusão contemplaram artigos científicos, livros, normas técnicas e documentos institucionais publicados preferencialmente entre os anos de 2015 e 2025, disponíveis na íntegra e relacionados aos temas de manutenção industrial, confiabilidade, gestão de ativos e sistemas eletromecânicos aplicados ao setor hidrelétrico. Foram considerados trabalhos publicados em língua portuguesa e inglesa.

Embora o recorte temporal tenha priorizado publicações entre 2015 e 2025, algumas obras clássicas anteriores a esse período foram mantidas na pesquisa em função de sua reconhecida relevância conceitual para as áreas de manutenção industrial, confiabilidade e metodologia científica. Referências como a ABNT NBR 5462 [2], Mobley [3], Wireman [4], Moubray [8] e Gil [10] permanecem amplamente utilizadas na literatura especializada e foram empregadas para fundamentação teórica e contextualização histórica dos conceitos analisados. Por outro lado, as discussões relacionadas às tecnologias emergentes, digitalização da manutenção, Internet das Coisas (IoT) e inteligência artificial foram fundamentadas prioritariamente em estudos recentes alinhados ao período estabelecido para esta revisão [5–7].

Os critérios de exclusão compreenderam trabalhos duplicados, publicações sem aderência direta ao tema proposto, documentos incompletos, materiais sem respaldo científico e estudos com abordagem excessivamente genérica ou sem aplicação ao contexto industrial. A adoção desses critérios teve como objetivo aumentar a consistência e a confiabilidade das informações analisadas.

O processo de seleção ocorreu em etapas sucessivas. Inicialmente, foram identificadas 86 publicações potencialmente relevantes. Após a aplicação dos critérios de inclusão e exclusão e a análise de aderência temática, 32 estudos foram selecionados para compor a amostra final da pesquisa. Dentre eles, 18 correspondem a artigos científicos internacionais, 6 a artigos nacionais, 4 a normas técnicas e documentos institucionais e 4 a livros especializados em manutenção, confiabilidade e gestão de ativos.

Posteriormente, os estudos selecionados foram submetidos à leitura exploratória, seletiva e analítica, buscando identificar conceitos, metodologias, tecnologias empregadas e principais resultados reportados pelos autores [10,13]. Os trabalhos foram organizados em categorias temáticas relacionadas à manutenção preditiva, manutenção baseada em condição, gestão de ativos, manutenção centrada na confiabilidade (RCM), digitalização da manutenção e aplicação de inteligência artificial em sistemas industriais.

A Figura 1 apresenta o fluxograma metodológico adotado na pesquisa, sintetizando as etapas de identificação, seleção, análise e síntese das publicações utilizadas neste estudo.

Figura 1. Fluxograma metodológico da revisão bibliográfica sistematizada



Fonte: Elaborado por Robertcley do R. Amorim (2026).

A análise dos dados foi conduzida sob abordagem qualitativa, permitindo interpretar criticamente os resultados apresentados pelos diferentes autores e identificar convergências, divergências, lacunas de pesquisa e tendências tecnológicas observadas na literatura [14]. Para aumentar a confiabilidade dos resultados, adotou-se a triangulação de fontes, comparando informações provenientes de artigos científicos, normas técnicas e documentos institucionais.

Por fim, reconhece-se que a presente pesquisa apresenta limitações inerentes às revisões bibliográficas, especialmente em função da dependência das fontes disponíveis e da ausência de validação empírica em campo. Entretanto, esse tipo de abordagem constitui importante ferramenta para consolidação do conhecimento científico e identificação de oportunidades para pesquisas futuras voltadas à aplicação prática das tecnologias de manutenção em usinas hidrelétricas.

3. RESULTADOS

A análise dos 32 estudos selecionados permitiu identificar uma evolução significativa das estratégias de manutenção aplicadas aos sistemas eletromecânicos em usinas hidrelétricas. Os resultados evidenciam que a manutenção deixou de ser uma atividade predominantemente corretiva para assumir papel estratégico na gestão dos ativos industriais, incorporando conceitos de confiabilidade, monitoramento contínuo e suporte à tomada de decisão baseada em dados [3–7].

Os estudos analisados demonstram que a crescente complexidade dos sistemas de geração de energia e o aumento das exigências relacionadas à disponibilidade operacional impulsionaram a adoção de abordagens mais avançadas de

manutenção. Nesse contexto, observa-se uma transição gradual dos modelos corretivos para estratégias preventivas, preditivas e baseadas em condição (Condition-Based Maintenance – CBM), alinhadas aos princípios da Indústria 4.0 e da gestão moderna de ativos [5–7].

Entretanto, a literatura evidencia que essa transição não ocorre de forma homogênea em todas as organizações. Enquanto grandes empreendimentos de geração de energia apresentam elevado nível de digitalização e monitoramento online, diversas instalações ainda dependem significativamente de práticas preventivas baseadas em periodicidade fixa ou mesmo de intervenções corretivas. Essa realidade demonstra que fatores como maturidade organizacional, disponibilidade de recursos financeiros e qualificação técnica influenciam diretamente a adoção de tecnologias avançadas de manutenção.

3.1 Evolução das Estratégias de Manutenção

Os estudos revisados apontam que a manutenção corretiva representa a abordagem historicamente mais antiga e caracteriza-se pela realização de intervenções somente após a ocorrência de falhas. Segundo Mobley [3], embora esse modelo apresente menor custo inicial de implementação, ele tende a gerar maiores impactos econômicos decorrentes de paradas não programadas, perdas de produção e danos secundários aos equipamentos.

A manutenção preventiva surgiu como alternativa para reduzir a ocorrência de falhas inesperadas por meio de intervenções programadas em intervalos predeterminados [4]. Diversos autores reconhecem que essa abordagem contribuiu significativamente para o aumento da confiabilidade operacional em ambientes industriais. Contudo, a literatura também aponta limitações importantes, uma vez que intervenções baseadas exclusivamente em tempo ou horas de operação nem sempre refletem a condição real dos ativos.

Nesse contexto, os estudos convergem ao destacar a manutenção preditiva como uma das abordagens mais eficientes para sistemas eletromecânicos de elevada criticidade [3,5–7]. Essa estratégia utiliza técnicas de monitoramento contínuo para identificar sinais precoces de degradação e determinar o momento mais adequado para intervenção.

Apesar dos benefícios amplamente relatados, alguns autores ressaltam que a implantação da manutenção preditiva pode apresentar desafios significativos relacionados ao investimento inicial em sensores, infraestrutura de comunicação, softwares especializados e capacitação técnica das equipes. Dessa forma, embora a literatura reconheça sua superioridade técnica em relação aos modelos tradicionais, a viabilidade econômica pode variar de acordo com o porte e a maturidade tecnológica da organização.

3.2 Técnicas Preditivas Aplicadas aos Sistemas Eletromecânicos

Entre as tecnologias mais frequentemente citadas na literatura destacam-se a termografia infravermelha, a análise de vibração e a análise de óleo, consideradas ferramentas fundamentais para programas modernos de manutenção preditiva.

A termografia infravermelha permite identificar anomalias térmicas em componentes elétricos e mecânicos sem a necessidade de interrupção da operação. Os estudos analisados indicam que essa técnica apresenta elevada eficiência na detecção precoce de conexões defeituosas, sobrecargas, aquecimentos anormais e degradação de componentes, contribuindo para a redução de falhas catastróficas e aumento da confiabilidade operacional [3].

A análise de vibração é amplamente reconhecida como uma das técnicas mais eficazes para monitoramento de máquinas rotativas, especialmente turbinas hidráulicas e geradores síncronos. Os resultados evidenciam sua capacidade de identificar desalinhamentos, desbalanceamentos, falhas em rolamentos e problemas estruturais em estágios iniciais de desenvolvimento [6,7]. Entretanto, alguns estudos destacam que a interpretação adequada dos espectros vibracionais depende da experiência dos analistas e da qualidade dos sistemas de aquisição de dados.

Complementarmente, a análise de óleo fornece informações relevantes sobre desgaste interno, contaminação e degradação dos lubrificantes utilizados nos equipamentos. Os trabalhos revisados demonstram que sua utilização associada à termografia e à análise de vibração amplia significativamente a capacidade de diagnóstico dos sistemas eletromecânicos, permitindo uma abordagem mais abrangente de monitoramento da condição dos ativos.

A análise conjunta dessas técnicas evidencia uma tendência clara na literatura: a substituição progressiva de intervenções baseadas em cronogramas fixos por estratégias fundamentadas na condição real dos equipamentos. Contudo, observa-se uma lacuna relacionada à escassez de estudos quantitativos que avaliem comparativamente os ganhos econômicos proporcionados por cada técnica em diferentes contextos operacionais de usinas hidrelétricas.

A fim de sintetizar as principais contribuições das referências utilizadas nesta revisão bibliográfica, elaborou-se a Tabela 1, que apresenta os autores, metodologias empregadas, tecnologias analisadas e principais contribuições reportadas para a gestão da manutenção de sistemas eletromecânicos em usinas hidrelétricas.

Tabela 1. Síntese dos principais estudos analisados na revisão bibliográfica.

TABELA 1. Principais referências utilizadas na revisão bibliográfica e suas contribuições para a gestão da manutenção de sistemas eletromecânicos em usinas hidrelétricas.					
Autor(es)/Ano	Título do Estudo	Objetivo Principal	Metodologia/ Tecnologia	Principais Resultados	Contribuições para a Gestão da Manutenção
Mobley (2002) [3]	<i>An Introduction to Predictive Maintenance</i>	Apresentar os fundamentos da manutenção preditiva e sua aplicação industrial.	Termografia, análise de vibração e análise de óleo.	Redução de falhas inesperadas e aumento da confiabilidade dos ativos.	Fornece base conceitual para implantação de programas de manutenção preditiva.
Wireman (2004) [4]	<i>Benchmarking de Manutenção</i>	Apresentar indicadores de desempenho aplicados à manutenção.	Indicadores MTBF, MTTR e disponibilidade operacional.	Melhoria da eficiência operacional por meio do monitoramento de indicadores.	Permite avaliação do desempenho e apoio à tomada de decisão.
Moubay (1997) [8]	<i>Reliability-Centered Maintenance (RCM II)</i>	Desenvolver metodologia de manutenção baseada em confiabilidade.	RCM e análise de criticidade dos equipamentos.	Otimização dos planos de manutenção e priorização de ativos críticos.	Estruturação das estratégias de manutenção com foco na confiabilidade.
Lee <i>et al.</i> (2015) [5]	<i>A Cyber-Physical Systems Architecture for Industry 4.0-Based Manufacturing Systems</i>	Aplicar sistemas ciberfísicos na gestão da manutenção industrial.	IoT, sistemas ciberfísicos (CPS) e monitoramento inteligente.	Ampliação da capacidade de monitoramento e manutenção preditiva.	Suporte tecnológico para integração entre sistemas industriais e manutenção.
Zhang <i>et al.</i> (2023) [6]	<i>Condition-Based Maintenance in Hydropower Systems Using IoT Technologies</i>	Aplicar manutenção baseada em condição em sistemas hidrelétricos.	IoT e monitoramento online de equipamentos.	Redução de indisponibilidade operacional e aumento da confiabilidade.	Evidencia a eficácia das tecnologias digitais em usinas hidrelétricas.
Li <i>et al.</i> (2024) [7]	<i>Deep Learning-Based Predictive Maintenance for Rotating Machinery</i>	Utilizar inteligência artificial para previsão de falhas em máquinas rotativas.	Deep Learning e <i>Machine Learning</i> .	Maior precisão na detecção precoce de falhas.	Demonstra o potencial da IA para a manutenção preditiva avançada.
ABNT NBR 5462 (1994) [2]	<i>Confiabilidade e Manutenção – Terminologia</i>	Padronizar conceitos e definições aplicados à confiabilidade e manutenção.	Norma técnica.	Estabelecimento de terminologia padronizada para gestão da manutenção.	Fornece base conceitual utilizada na avaliação do desempenho dos ativos industriais.
ABNT ISO 55000 (2014) [9]	<i>Gestão de Ativos – Visão Geral, Princípios e Terminologia</i>	Estabelecer princípios para gestão estratégica de ativos físicos.	Gestão do ciclo de vida dos ativos.	Integração entre desempenho, risco e custo dos ativos.	Suporte à tomada de decisão e à maximização do valor dos ativos.
Gil (2008) [10]	<i>Métodos e Técnicas de Pesquisa Social</i>	Apresentar métodos científicos para pesquisas qualitativas e bibliográficas.	Pesquisa bibliográfica e análise qualitativa.	Estruturação de procedimentos científicos para pesquisas acadêmicas.	Fornece embasamento metodológico para análise sistematizada da literatura.
Kitchenham (2004) [12]	<i>Procedures for Performing Systematic Reviews</i>	Definir procedimentos para revisões sistemáticas.	Protocolos de busca, seleção e análise de estudos.	Maior rigor metodológico na condução de revisões científicas.	Aumenta a confiabilidade e a reprodutibilidade dos resultados obtidos na revisão bibliográfica.

Fonte: Elaborado por Robertcley do R. Amorim (2026).

Fonte: Elaborado por Robertcley do R. Amorim (2026).

A análise da Tabela 1 evidencia que a literatura apresenta consenso quanto à importância da evolução das estratégias de manutenção para o aumento da confiabilidade operacional dos sistemas eletromecânicos. Os estudos analisados convergem ao apontar a manutenção preditiva e a manutenção baseada em condição como abordagens mais eficazes para redução de falhas não programadas e otimização dos recursos de manutenção [3,5–7].

Entretanto, também foram identificadas divergências relacionadas à velocidade e à viabilidade de implementação dessas tecnologias. Enquanto alguns autores destacam ganhos expressivos associados à digitalização da manutenção e ao monitoramento online dos ativos [5–7], outros ressaltam limitações decorrentes dos elevados custos de implantação, da necessidade de infraestrutura tecnológica especializada e da escassez de profissionais qualificados para interpretação dos dados gerados pelos sistemas inteligentes de monitoramento.

Além disso, observa-se que grande parte das publicações concentra-se na avaliação técnica das ferramentas preditivas, existindo menor quantidade de estudos voltados à análise econômica de longo prazo e à mensuração dos benefícios financeiros decorrentes da aplicação integrada dessas tecnologias em usinas hidrelétricas. Essa lacuna representa uma oportunidade relevante para futuras pesquisas na área.

3.3 Indicadores de Confiabilidade e Desempenho

A literatura revisada demonstra que a utilização de indicadores de desempenho constitui uma das principais ferramentas para avaliação da eficácia das estratégias de manutenção aplicadas aos sistemas eletromecânicos. Entre os indicadores mais utilizados destacam-se o MTBF (Mean Time Between Failures), o MTTR (Mean Time to Repair), a disponibilidade operacional e o backlog de manutenção, amplamente empregados para monitorar o comportamento dos ativos ao longo do tempo [4].

O MTBF é utilizado para avaliar a confiabilidade dos equipamentos por meio da estimativa do tempo médio entre falhas consecutivas. Valores elevados desse indicador geralmente estão associados a maiores níveis de confiabilidade operacional. Entretanto, diversos autores ressaltam que sua interpretação isolada pode conduzir a conclusões equivocadas, uma vez que o indicador não considera a duração das intervenções necessárias para restabelecimento do sistema.

Complementarmente, o MTTR representa o tempo médio necessário para execução dos reparos após a ocorrência de falhas. A literatura demonstra que organizações com processos de manutenção estruturados tendem a apresentar menores valores de MTTR, refletindo maior eficiência na mobilização de recursos, planejamento das intervenções e execução dos serviços [4].

Outro indicador amplamente discutido refere-se à disponibilidade operacional, diretamente influenciada pelos valores de MTBF e MTTR. Os estudos analisados indicam que estratégias preditivas associadas ao monitoramento contínuo contribuem significativamente para o aumento da disponibilidade dos ativos, reduzindo interrupções não programadas e melhorando a eficiência global dos sistemas de geração de energia [5–7].

Além disso, o backlog de manutenção vem sendo utilizado como importante ferramenta de gestão para avaliação do volume de atividades pendentes e do equilíbrio entre demanda e capacidade operacional das equipes. Embora frequentemente negligenciado na literatura, esse indicador apresenta elevada relevância para a tomada de decisão e para o planejamento de longo prazo das atividades de manutenção.

Os resultados analisados demonstram que a utilização integrada desses indicadores proporciona uma visão mais abrangente do desempenho dos ativos, permitindo decisões mais assertivas e alinhadas aos objetivos organizacionais. Contudo, observa-se que parte dos estudos concentra-se apenas na mensuração dos indicadores, havendo menor aprofundamento na análise integrada dos seus impactos sobre custos, riscos e desempenho operacional.

3.4 Gestão de Ativos e Manutenção Centrada na Confiabilidade

Outro aspecto amplamente discutido na literatura refere-se à crescente integração entre gestão de ativos e estratégias de manutenção baseadas em confiabilidade. Nesse contexto, destaca-se a metodologia Reliability-Centered Maintenance (RCM), desenvolvida com o objetivo de estabelecer políticas de manutenção compatíveis com a criticidade e as funções desempenhadas pelos ativos industriais [8].

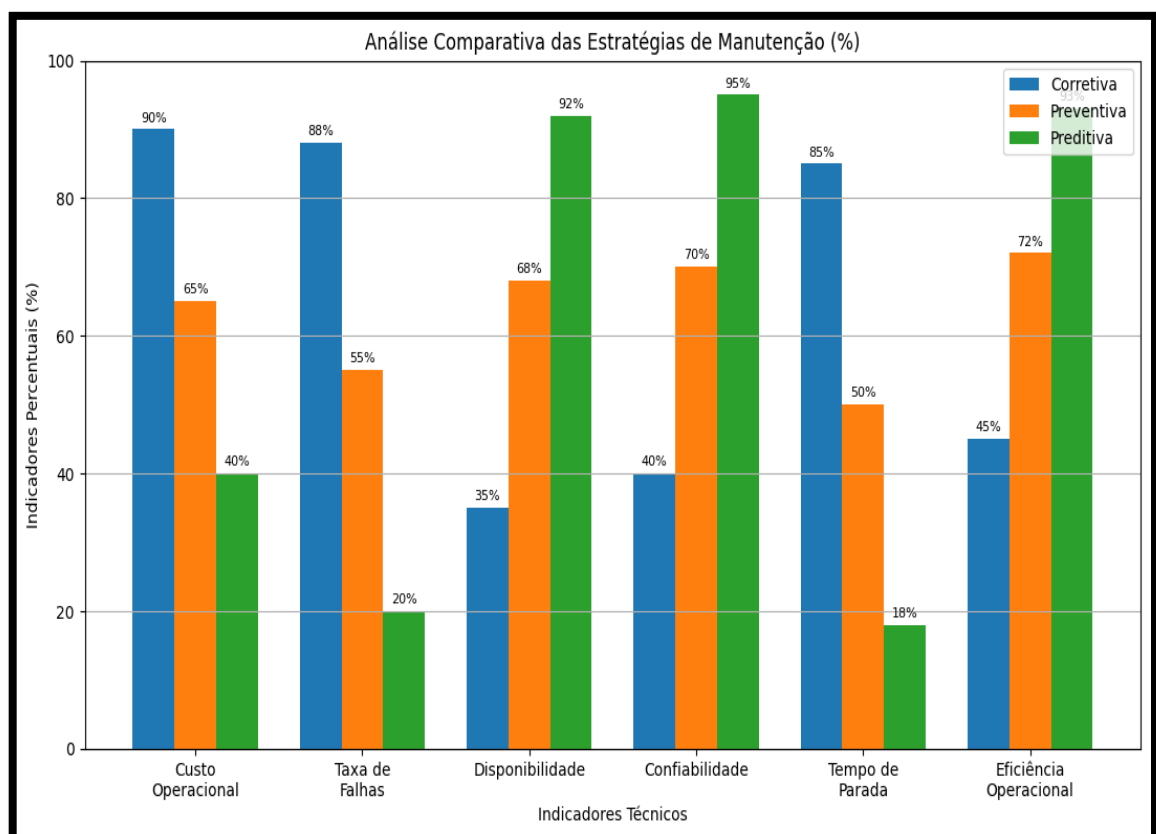
Segundo Moubray [8], a aplicação do RCM permite direcionar recursos para os equipamentos mais críticos, reduzindo intervenções desnecessárias e aumentando a eficiência das atividades de manutenção. Os estudos revisados demonstram que essa abordagem apresenta resultados particularmente relevantes em sistemas complexos, como os encontrados em usinas hidrelétricas, onde falhas podem ocasionar impactos significativos sobre a geração de energia e os custos operacionais.

Paralelamente, a norma ISO 55000 consolidou-se como uma das principais referências internacionais para gestão de ativos físicos, promovendo uma abordagem baseada no equilíbrio entre desempenho, risco e custo ao longo do ciclo de vida dos equipamentos [9]. Os trabalhos analisados indicam que a adoção dos princípios da gestão de ativos favorece maior previsibilidade operacional, melhor alocação de recursos e ampliação da vida útil dos sistemas eletromecânicos.

Apesar dos benefícios amplamente reconhecidos, a literatura também aponta desafios relacionados à implementação dessas metodologias. Entre os principais obstáculos destacam-se a necessidade de dados históricos confiáveis, a integração entre diferentes sistemas de informação, os custos de implantação e a capacitação técnica das equipes envolvidas. Dessa forma, observa-se que os benefícios associados ao RCM e à ISO 55000 dependem diretamente do grau de maturidade organizacional e da cultura de gestão existente em cada empreendimento.

Com o objetivo de complementar a análise dos resultados obtidos nesta revisão bibliográfica, elaborou-se a Figura 2, apresentando uma análise comparativa entre os modelos corretivo, preventivo e preditivo, considerando indicadores técnicos diretamente relacionados ao desempenho operacional dos sistemas eletromecânicos.

Figura 2. Análise comparativa das estratégias de manutenção aplicadas aos sistemas industriais.



Fonte: Elaborado por Robertcley do R. Amorim (2026).

Os valores apresentados na figura 2 possuem caráter ilustrativos e foram elaborados com base nas tendências identificadas na literatura revisada, com o objetivo de representar comparativamente o desempenho das estratégias de manutenção corretiva, preventiva e preditiva em relação aos principais indicadores operacionais analisados.

A análise da Figura 2 evidencia diferenças significativas entre os modelos de manutenção avaliados, demonstrando a evolução operacional proporcionada pela adoção de estratégias preditivas e baseadas em condição. Observa-se que a manutenção corretiva apresenta maiores índices associados à taxa de falhas, custos operacionais e tempo de parada, refletindo sua característica predominantemente reativa e sua dependência da ocorrência de falhas para realização das intervenções.

Em contrapartida, a manutenção preventiva apresenta desempenho intermediário, proporcionando redução parcial das falhas e melhoria da disponibilidade operacional quando comparada ao modelo corretivo. Entretanto, diversos estudos apontam que intervenções baseadas exclusivamente em intervalos pré-estabelecidos podem resultar em substituições prematuras de componentes ainda em condições adequadas de operação, gerando custos adicionais e reduzindo a eficiência da gestão dos recursos de manutenção [4].

Os resultados indicam que a manutenção preditiva apresenta os melhores indicadores de desempenho operacional, destacando-se pelos elevados níveis de confiabilidade, disponibilidade e eficiência, além da significativa redução das falhas não programadas. Esse comportamento está diretamente associado à utilização de técnicas de monitoramento contínuo, análise de dados operacionais e identificação precoce de anomalias em equipamentos críticos [3,5–7].

Entretanto, a literatura demonstra que a superioridade técnica da manutenção preditiva não elimina completamente os desafios relacionados à sua implementação. Diversos autores destacam que os benefícios obtidos dependem da qualidade dos dados coletados, da confiabilidade dos sistemas de monitoramento, da integração entre tecnologias digitais e da capacidade técnica das equipes responsáveis pela análise das informações geradas [5–7].

Outro aspecto relevante identificado nesta revisão refere-se à crescente convergência entre manutenção preditiva, gestão de ativos e tecnologias associadas à Indústria 4.0. Os estudos analisados indicam que sensores inteligentes, sistemas de monitoramento online, Internet das Coisas (IoT) e algoritmos de inteligência artificial tendem a desempenhar papel cada vez mais relevante na gestão dos ativos hidrelétricos, permitindo níveis superiores de previsibilidade operacional e suporte à tomada de decisão.

Por outro lado, também foram identificadas lacunas importantes na literatura. Observa-se escassez de estudos que avaliem de forma quantitativa os impactos econômicos da integração entre inteligência artificial, gestão de ativos e manutenção preditiva em usinas hidrelétricas. Além disso, ainda são limitadas as pesquisas que abordam simultaneamente aspectos técnicos, econômicos e organizacionais relacionados à transformação digital da manutenção.

Dessa forma, os resultados desta revisão indicam que o futuro da gestão da manutenção em usinas hidrelétricas está diretamente associado à integração entre monitoramento inteligente, análise de dados, confiabilidade operacional e gestão estratégica dos ativos. A consolidação dessas abordagens tende a contribuir para a redução dos custos operacionais, aumento da disponibilidade dos equipamentos e fortalecimento da sustentabilidade técnica e econômica dos empreendimentos hidrelétricos.

4. CONCLUSÃO

A análise da literatura evidencia que a gestão da manutenção de sistemas eletromecânicos em usinas hidrelétricas passou por uma transformação significativa nas últimas décadas, evoluindo de abordagens predominantemente reativas para modelos fundamentados em confiabilidade, monitoramento contínuo e gestão estratégica dos ativos. Essa evolução reflete não apenas o avanço tecnológico dos sistemas de geração, mas também a crescente necessidade de maximizar a disponibilidade operacional, reduzir riscos e otimizar recursos em um setor caracterizado por ativos de elevada criticidade e longa vida útil.

Os estudos revisados demonstram que a adoção integrada de técnicas preditivas, indicadores de desempenho e metodologias estruturadas de gestão contribui diretamente para a melhoria da confiabilidade operacional e para a redução dos custos associados às falhas não programadas. Nesse contexto, a manutenção preditiva consolidou-se como uma das principais estratégias para a gestão de ativos hidrelétricos, especialmente quando associada a ferramentas de diagnóstico capazes de antecipar mecanismos de degradação e subsidiar decisões baseadas na condição real dos equipamentos.

A revisão também demonstrou que a confiabilidade dos sistemas eletromecânicos não depende exclusivamente da aplicação de tecnologias de monitoramento, mas da integração entre processos de manutenção, gestão de ativos, análise de desempenho e cultura organizacional. Dessa forma, metodologias como a Manutenção Centrada na Confiabilidade (RCM) e os princípios da ISO 55000 assumem papel relevante ao promover uma abordagem orientada pelo risco, pela criticidade dos ativos e pela maximização do valor gerado ao longo do ciclo de vida dos equipamentos.

Sob a perspectiva tecnológica, verificou-se que a incorporação de soluções associadas à Indústria 4.0 representa uma tendência consolidada para o setor hidrelétrico. Entretanto, a literatura indica que os benefícios decorrentes da utilização de Internet das Coisas (IoT), inteligência artificial, aprendizado de máquina e monitoramento online dependem diretamente da qualidade dos dados disponíveis, da maturidade dos processos organizacionais e da capacidade técnica das equipes responsáveis pela interpretação e utilização dessas informações.

Como principal contribuição desta revisão, destaca-se a integração de diferentes abordagens teóricas e tecnológicas relacionadas à manutenção de sistemas eletromecânicos em usinas hidrelétricas, permitindo uma compreensão mais abrangente das relações existentes entre confiabilidade, gestão de ativos e transformação digital. Além disso, foram identificadas lacunas relevantes na literatura, especialmente no que se refere à avaliação quantitativa dos impactos econômicos e operacionais decorrentes da aplicação conjunta de tecnologias inteligentes de manutenção em ambientes hidrelétricos reais.

Diante das evidências apresentadas, conclui-se que o aumento da eficiência, da confiabilidade e da sustentabilidade operacional das usinas hidrelétricas está diretamente relacionado à capacidade das organizações de integrar estratégias avançadas de manutenção, gestão estruturada de ativos e tecnologias digitais de suporte à decisão. Nesse cenário, a manutenção assume papel estratégico para a competitividade e a segurança do setor elétrico, deixando de ser apenas uma atividade de suporte para se consolidar como um elemento fundamental da gestão dos empreendimentos de geração de energia.

Como agenda para pesquisas futuras, recomenda-se o desenvolvimento de estudos aplicados que mensurem, em condições operacionais reais, os impactos da inteligência artificial, da manutenção prescritiva e dos sistemas avançados de monitoramento sobre indicadores de confiabilidade, disponibilidade, custos e desempenho dos ativos, contribuindo para o aprimoramento dos modelos de gestão da manutenção utilizados no setor hidrelétrico.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela saúde, força e sabedoria concedidas ao longo desta trajetória, permitindo superar desafios e alcançar mais esta etapa acadêmica e profissional.

Agradeço à minha família pelo apoio incondicional, incentivo e compreensão durante todos os momentos dedicados ao desenvolvimento deste trabalho. Em especial, à minha esposa e ao meu filho, pela paciência, companheirismo e motivação diária, sendo fundamentais nessa caminhada.

Agradeço à Universidade da Amazônia (UNAMA) e aos professores que contribuíram para minha formação acadêmica e profissional, compartilhando conhecimentos, experiências e orientações que foram essenciais para o desenvolvimento deste estudo.

Registro um agradecimento especial à Professora Emmanuelle Maria Gonçalves Lorena, pela dedicação, orientações, conhecimentos compartilhados e contribuição significativa para o aprimoramento deste trabalho, desempenhando papel fundamental durante esta etapa acadêmica.

Expresso também meu agradecimento especial ao Engenheiro Danilo, pela contribuição técnica, apoio profissional, compartilhamento de experiências e incentivo ao desenvolvimento do conhecimento aplicado à área de manutenção e sistemas eletromecânicos.

Agradeço ainda aos colegas de trabalho, profissionais das áreas de operação, manutenção e engenharia, que por meio da troca de experiências, conhecimentos técnicos e vivências práticas contribuíram significativamente para ampliar minha compreensão sobre os temas abordados nesta pesquisa.

Por fim, agradeço a todos aqueles que, direta ou indiretamente, fizeram parte desta caminhada e contribuíram para a realização deste trabalho, tornando possível a construção de mais um importante passo em minha trajetória pessoal, acadêmica e profissional.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração (BIG). Brasília: ANEEL, 2024.
- [2] ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5462: Confiabilidade e Manutenção – Terminologia. Rio de Janeiro: ABNT, 1994.
- [3] MOBLEY, R. Keith. An Introduction to Predictive Maintenance. 2. ed. Burlington: Elsevier, 2002.
- [4] WIREMAN, Terry. Benchmarking de Manutenção. São Paulo: IMAM, 2004.
- [5] LEE, Jay; BAGHERI, Behrad; KAO, Hung-An. A Cyber-Physical Systems Architecture for Industry 4.0-Based Manufacturing Systems. *Manufacturing Letters*, v. 3, p. 18–23, 2015.
- [6] ZHANG, T.; LIU, Y.; CHEN, X. Condition-Based Maintenance in Hydropower Systems Using IoT Technologies. *Energy Reports*, v. 9, p. 1120–1132, 2023.
- [7] LI, X.; ZHANG, Y.; WANG, H. Deep Learning-Based Predictive Maintenance for Rotating Machinery. *Mechanical Systems and Signal Processing*, v. 192, 2024.
- [8] MOUBRAY, John. Reliability-Centered Maintenance (RCM II). 2. ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 1997.
- [9] ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO 55000: Gestão de Ativos – Visão Geral, Princípios e Terminologia. Rio de Janeiro: ABNT, 2014.
- [10] GIL, Antonio Carlos. Métodos e Técnicas de Pesquisa Social. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2008.
- [11] LAKATOS, Eva Maria; MARCONI, Marina de Andrade. Fundamentos de Metodologia Científica. 8. ed. São Paulo: Atlas, 2017.
- [12] KITCHENHAM, Barbara. Procedures for Performing Systematic Reviews. Keele: Keele University, 2004.
- [13] SEVERINO, Antonio Joaquim. Metodologia do Trabalho Científico. 24. ed. São Paulo: Cortez, 2017.
- [14] CRESWELL, John W. Research Design: Qualitative, Quantitative and Mixed Methods Approaches. 4. ed. Thousand Oaks: Sage Publications, 2014.



Artigo

Influência do fator de potência na demanda de potência reativa em cargas de usinagem: análise experimental e correção por capacitores

**Jairton da Silva Falcão Filho¹, Maria Izabel da Silva Guerra², Romênia Gurgel Viera³,
Igor Pacífico Xavier da Silva⁴**

¹Universidade Federal Rural do Semiárido; jairton.mag@hotmail.com

²Universidade Federal Rural do Semiárido; izabel.guerra@ufersa.edu.br

³Universidade Federal Rural do Semiárido; romenia.vieira@ufersa.edu.br

⁴Universidade Federal Rural do Semiárido; contato.igorxsilva@gmail.com

Recebido: 25/05/2026;

Aceito: 06/07/2026;

Publicado: 15/07/2026;

Resumo: A qualidade da energia elétrica vem sendo amplamente estudada devido à sua influência direta na eficiência energética, na confiabilidade operacional e na vida útil dos equipamentos elétricos. Nesse contexto, a elevada demanda de potência reativa por cargas indutivas, especialmente em instalações industriais e laboratoriais, pode ocasionar baixos valores de fator de potência, aumentando perdas elétricas, quedas de tensão e custos operacionais, o que evidencia a necessidade de estratégias de compensação de potência reativa. Assim, o presente trabalho tem como objetivo realizar uma análise da influência da potência reativa de um torno mecânico (utilizado em práticas laboratoriais de uma instituição de ensino) no fator de potência total da instalação, que é um dos indicadores da qualidade da energia elétrica. Para isso, foi calculada a redução da potência reativa usando capacitores. Inicialmente, foi realizada uma abordagem teórica sobre o princípio de funcionamento do torno mecânico, o fator de potência, as causas do baixo fator de potência, suas consequências, a legislação vigente de reativos e a correção por meio de capacitores. Em seguida, foi descrito como foram realizadas as medições e, por fim, foi realizado o dimensionamento dos capacitores, considerando quatro cenários, visando o melhoramento da qualidade da energia elétrica. Verificou-se que o capacitor dimensionado no Cenário 3, de 3,33 kVAr, foi o que melhor contribuiu para o aumento do fator de potência, o que contribuiria para melhorar a qualidade da energia elétrica.

Palavras-chave: qualidade da energia elétrica; torno mecânico; potência reativa; fator de potência; banco de capacitores.

Analysis of the influence of reactive power from a lathe machine in the UFERSA machining laboratory on the installation power factor

Abstract: Power quality has been extensively investigated due to its direct influence on energy efficiency, operational reliability, and the service life of electrical equipment. In this context, the high reactive power demand imposed by inductive loads, particularly in industrial and laboratory installations, may lead to low power factor values, resulting in increased electrical losses, voltage drops, and operating costs, thereby highlighting the need for reactive power compensation strategies. Therefore, this study aims to analyze the influence of the reactive power demand of a lathe machine, used in laboratory activities at an educational institution, on the overall power factor of the electrical installation, which is one of the main indicators of power quality. To achieve this objective, the reduction of reactive power through capacitor-based compensation was evaluated. Initially, a theoretical review was conducted addressing the operating principle of the lathe machine, the concept of power factor, the causes and consequences of low power factor, the applicable regulations concerning reactive power, and power factor correction using capacitors. Subsequently, the measurement procedures were described, followed by the

capacitor bank sizing process considering four different scenarios aimed at improving power quality. The results demonstrated that the capacitor bank designed in Scenario 3, with a rated capacity of 3.33 kVAr, provided the most significant improvement in the installation's power factor, indicating its effectiveness in reducing reactive power demand and enhancing the overall quality of the electrical power supply.

Keywords: power quality; lathe machine; reactive power; power factor; capacitors

1. INTRODUÇÃO

Durante as últimas décadas, o setor elétrico vem passando por mudanças em decorrência do desenvolvimento da sociedade. Os principais fatores que influenciam estas mudanças são: o aumento da demanda por energia, a escassez de recursos de geração elétrica, a grande inserção de cargas não lineares e a maior exigência da qualidade da energia elétrica [1].

Ainda de acordo com [1], devido ao desenvolvimento de novas tecnologias e da eletrônica, houve uma grande introdução de componentes eletrônicos no sistema elétrico que, por serem elementos não lineares, provocam distorções nas ondas de tensão da rede elétrica. Entretanto, estes mesmos dispositivos são sensíveis a estas distorções, o que acarreta um escalonamento de problemas, tornando importante avaliar a qualidade da energia elétrica.

A qualidade da energia elétrica depende de fatores que afetam a amplitude e a forma de onda da tensão e da corrente. Em relação à sua forma, ela deve ser a mais próxima possível de uma onda senoidal. E, em referência às amplitudes, estas devem se manter constantes e equilibradas dentro de limites aceitáveis estabelecidos nas normas vigentes [1]. As alterações destas características podem prejudicar a operação dos equipamentos elétricos.

Outro fator que influencia a qualidade da energia elétrica é a potência. Em sistemas elétricos existem dois tipos de potência, uma ativa e uma reativa, cuja soma vetorial resulta em uma terceira, que é a potência aparente. De maneira geral, essas potências podem ser explicadas da seguinte forma: os equipamentos que transformam energia elétrica em uma outra forma de energia útil são considerados consumidores de energia ativa, já os equipamentos que utilizam a energia magnetizante no seu princípio de funcionamento são considerados consumidores de energia ativa e reativa [2].

Os equipamentos industriais, por exemplo, em sua maioria são consumidores de energia reativa indutiva, tais como motores elétricos e transformadores, ou seja, enquanto a potência ativa é consumida na transformação em trabalho, a reativa, que é responsável pela geração dos campos magnéticos e elétricos, está apenas “ocupando espaço” no sistema elétrico [3]. Outro exemplo são as cargas não lineares, como diodos e transistores, que, além de aumentar a potência reativa da instalação (o que tem como consequência reduzir o fator de potência), aumentam as harmônicas e prejudicam a qualidade da energia elétrica. Entretanto, uma única carga não linear de baixa potência não acarreta tanto impacto na rede elétrica; ela traz maior impacto quando se encontra em maior quantidade, e é o que vem ocorrendo com o crescimento da automação industrial [4].

Deste modo, uma das maneiras de penalizar os consumidores que apresentam baixo fator de potência em sua instalação é a cobrança, pelas concessionárias, do uso excedente de energia reativa, uma vez que está apenas “ocupando espaço” no sistema elétrico e exigindo da própria concessionária maiores investimentos no sistema de distribuição de energia elétrica. Como solução, os consumidores podem corrigir seu fator de potência, adequando-se ao mínimo exigido pelas normas regulamentadoras vigentes. Para isso, os capacitores são utilizados para reduzir a potência reativa indutiva da instalação, proporcionando melhora na qualidade da energia elétrica.

Neste trabalho¹ será analisado o fator de potência oriundo de um torno mecânico, visto que é um dos parâmetros que influenciam a qualidade da energia elétrica da instalação. Será estudada sua influência na energia reativa do sistema, bem como um possível método para melhorar esse indicador.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Na presente seção serão discutidos as causas e o impacto do baixo fator de potência em sistemas elétricos segundo a literatura, bem como os conceitos básicos para o entendimento dos indicadores de qualidade da energia elétrica, base do presente estudo.

2.1. Baixo fator de potência: causas e impactos em sistemas elétricos

O fator de potência é um indicador da qualidade da energia elétrica e expressa a relação entre a potência ativa

¹Este artigo está baseado no trabalho desenvolvido por [5], oriundo de pesquisa realizada no âmbito do Trabalho de Conclusão de Curso apresentado em 2017 no curso de Bacharelado em Ciência e Tecnologia da Universidade Federal Rural do Semi-Árido.

efetivamente convertida em trabalho útil e a potência aparente fornecida pelo sistema elétrico. Seu valor está diretamente associado ao equilíbrio entre as potências ativa e reativa, de modo que o aumento da demanda de potência reativa reduz o fator de potência e compromete a eficiência operacional das instalações elétricas. Nas últimas décadas, autores como [6], [7], [8] e [9] têm destacado que a crescente utilização de cargas indutivas e equipamentos eletromecânicos intensificou os problemas relacionados ao consumo de potência reativa, tornando o controle do fator de potência uma estratégia fundamental para a melhoria da eficiência energética, da qualidade da energia e da confiabilidade dos sistemas elétricos [6-9].

Entre as cargas associadas ao baixo fator de potência destacam-se os motores de indução. Segundo [10], esses equipamentos necessitam de uma corrente de magnetização para estabelecer o fluxo magnético no entreferro, sendo essa parcela predominantemente reativa e praticamente constante para uma tensão de alimentação fixa. [11] complementam afirmando que, quando o motor opera em vazio ou com baixo carregamento, a potência ativa requerida limita-se essencialmente às perdas mecânicas e magnéticas, enquanto a potência reativa permanece praticamente inalterada. Como consequência, o fator de potência assume valores reduzidos, elevando a potência aparente demandada pelo sistema e aumentando a corrente elétrica na instalação.

Resultados semelhantes foram observados por [12] para transformadores de potência operando em vazio ou submetidos a pequenas cargas. Os autores verificaram que a corrente de excitação necessária para magnetizar o núcleo representa uma parcela significativa da potência reativa absorvida, ao passo que a potência ativa se restringe principalmente às perdas no ferro e nos enrolamentos. Dessa forma, transformadores que operam por longos períodos com baixo carregamento contribuem para o aumento da demanda de potência reativa do sistema e para a redução da qualidade da energia elétrica.

No caso dos sistemas de iluminação, [13] demonstraram que lâmpadas de descarga equipadas com reatores eletromagnéticos apresentam comportamento semelhante ao de outras cargas indutivas. A indutância do reator, necessária para limitar a corrente e estabilizar a operação da lâmpada, demanda potência reativa para o estabelecimento do campo magnético. [14] ressalta que, na ausência de dispositivos de compensação, como bancos de capacitores ou reatores eletrônicos com correção ativa, a potência reativa absorvida pode representar parcela significativa da potência aparente do circuito, reduzindo o fator de potência do sistema de iluminação.

Além das características construtivas das cargas, as condições operacionais também influenciam o fator de potência. [15] observaram que, para equipamentos cuja impedância de magnetização pode ser considerada aproximadamente constante, a potência reativa varia aproximadamente com o quadrado da tensão de alimentação. De forma semelhante, [16] verificaram que elevações da tensão provocam aumento mais expressivo da potência reativa do que da potência ativa, reduzindo ainda mais o fator de potência e intensificando a circulação de potência reativa nas redes elétricas. Em ambientes industriais, esse cenário é agravado pela ampla utilização de fornos de indução, fornos a arco elétrico, máquinas de soldagem, bombas, tornos, retíficas e outros acionamentos eletromecânicos com elevada demanda de potência reativa.

No contexto do equipamento analisado neste trabalho, os tornos mecânicos são considerados consumidores significativos de potência ativa e reativa, uma vez que seus motores elétricos necessitam de potência reativa para estabelecer o campo magnético nos enrolamentos [17]. Em determinadas condições de operação, esses equipamentos podem apresentar baixos fatores de potência, especialmente quando a demanda de potência reativa é elevada em relação à potência ativa.

Os tornos mecânicos são máquinas-ferramenta utilizadas para usinar peças por meio da remoção de material com uma ferramenta de corte. Durante o processo, a peça é fixada à placa de fixação e colocada em movimento de rotação pelo eixo-árvore, possibilitando a realização das operações de usinagem [5].

Do ponto de vista do sistema elétrico, os efeitos do baixo fator de potência são amplamente discutidos na literatura. [18] demonstrou que, para uma mesma potência ativa, a redução do fator de potência implica aumento da potência aparente e, conseqüentemente, da corrente elétrica necessária para alimentar a carga. Esse aumento de corrente provoca maiores perdas por efeito Joule nos condutores, uma vez que tais perdas são proporcionais ao quadrado da corrente elétrica. [19] acrescentam que o aumento da corrente também intensifica as quedas de tensão ao longo dos alimentadores, reduzindo a qualidade da energia elétrica fornecida e comprometendo a estabilidade operacional das redes de distribuição e transmissão.

Outro impacto relevante refere-se à utilização da infraestrutura elétrica instalada. Conforme discutido por [6], o maior carregamento de transformadores, cabos, dispositivos de proteção e demais equipamentos reduz a capacidade disponível para alimentação de novas cargas, promovendo a subutilização da capacidade instalada. Parte da potência aparente do sistema passa a ser ocupada pela circulação de potência reativa, diminuindo a eficiência global da instalação e podendo antecipar investimentos em expansão da infraestrutura elétrica.

Além dos aspectos técnicos, o baixo fator de potência também produz consequências econômicas. [20] destaca que unidades consumidoras sujeitas à cobrança por energia reativa excedente podem sofrer penalidades tarifárias quando operam com fator de potência inferior aos limites estabelecidos pela regulamentação. [6] e [7] reforçam que a correção do fator de potência por meio da compensação de potência reativa constitui uma das principais estratégias para redução de custos operacionais, melhoria da eficiência energética e aumento da capacidade de utilização das instalações elétricas industriais.

2.2. Qualidade da energia elétrica

O termo qualidade da energia elétrica está associado ao conjunto de fenômenos que ocorrem em sistemas elétricos de potência e que influenciam as formas de onda de tensão e corrente, podendo resultar em falhas ou no funcionamento inadequado de equipamentos. Essas perturbações podem manifestar-se em qualquer segmento do sistema elétrico, tanto nas redes das concessionárias quanto nas instalações consumidoras [21].

De acordo com [22], os indicadores de qualidade da energia elétrica podem ser classificados em dois grupos: regime permanente ou transitório. No primeiro grupo incluem-se a tensão em regime permanente, o fator de potência, as distorções harmônicas, o desequilíbrio de tensão e a flutuação de tensão. Já no segundo grupo, enquadram-se as variações de tensão de curta duração, subdivididas em variações momentâneas e variações temporárias de tensão.

2.3. Fator de potência

O fator de potência é um índice que calcula a parcela da energia total (energia aparente) fornecida para uma instalação que efetivamente é convertida em trabalho útil (potência ativa). A outra parcela (energia reativa) é usada para manter os campos magnéticos e elétricos necessários para o funcionamento de equipamentos como motores elétricos [4].

Dessa forma, o fator de potência pode ser definido como a relação que existe entre a potência ativa e a potência aparente. Esta relação pode ser vista na Equação 1.

$$F_p = \frac{P}{S} \quad (1)$$

Onde, P = potência ativa (kW); S = potência aparente (kVA).

Adicionalmente, sabendo que a corrente elétrica é uma função complexa compreendida por uma parte real e uma parte imaginária, pode-se afirmar que a parte real está relacionada à potência ativa e a imaginária à potência reativa. Essa parte de energia reativa existe devido à defasagem angular entre a tensão e a corrente elétrica. Deste modo, o fator de potência também pode ser calculado conforme a Equação 2 [4].

$$F_p = \cos |\theta_v - \theta_i| \quad (2)$$

Onde, F_p = fator de potência; θ_v = ângulo de defasagem da tensão (°); θ_i = ângulo de defasagem da corrente (°).

É importante destacar que a redução do fator de potência implica no aumento da corrente total demandada pela instalação elétrica, mesmo em condições de potência ativa aproximadamente constante. Esse comportamento ocorre em razão da elevação da potência aparente associada ao maior consumo de energia reativa, resultando em maiores solicitações de corrente nos condutores e equipamentos do sistema. Como consequência, podem ocorrer sobrecargas em linhas de transmissão, redes de distribuição e subestações, além do aumento das perdas elétricas por efeito Joule, comprometendo a eficiência energética e as condições operacionais do sistema elétrico [5]. Dito isto, corrigir o fator de potência é uma estratégia utilizada para minimizar essas consequências negativas.

2.4. Correção do fator de potência

A correção do fator de potência traz benefícios tanto para as indústrias quanto para as concessionárias de energia elétrica. Para a indústria, pode-se citar a diminuição da conta de energia elétrica, o aumento da eficiência de energia e o aumento da vida útil das instalações e equipamentos. Para as concessionárias, a correção do fator de potência diminui os custos de geração, aumenta a capacidade do sistema de transmissão e distribuição, além de proporcionar que o bloco de energia reativa deixe de circular no sistema de transmissão e distribuição [23].

Para a correção do fator de potência, primeiro é necessário analisar a instalação elétrica de modo a quantificar o fator de potência e verificar se está dentro dos valores mínimos estabelecidos em norma. Em caso negativo, o segundo procedimento é tentar, de algum modo, deixar o fator de potência com o mínimo estabelecido em norma, ou até mesmo com fator de potência unitário, que é quando há a máxima eficiência da utilização de energia elétrica [2].

[5] cita três maneiras de elevar o fator de potência, sendo uma delas a utilização de um capacitor ou banco de capacitores para compensação da energia reativa. De modo geral, para o sistema de compensação de energia por meio de capacitores, é necessário calcular a potência capacitiva através da Equação 3. E, para saber qual capacitor é capaz de gerar essa potência reativa, a Equação 4 pode ser utilizada [24].

$$Q_{\text{capacitor}} = P * [\text{tg}(\cos^{-1}(F_{p1})) - \text{tg}(\cos^{-1}(F_{p2}))] \quad (3)$$

$$C = \frac{Q_{\text{capacitor}}}{V_{FF}^2 \cdot 2\pi \cdot f \cdot 10^{-9}} \quad (4)$$

Onde $Q_{\text{capacitor}}$ é a potência reativa do capacitor (kVar); P é a potência ativa demandada pela carga (kW);

Fp_1 é o fator de potência medido; Fp_2 é o fator de potência desejado após correção; C é a capacitância (μF); V_{FF} é a tensão fase-fase (V); e f é a frequência (Hz).

Para uma máquina como o torno mecânico, equipamento foco do presente estudo, a correção do fator de potência é fundamental, pois ele necessita de altas demandas de energia reativa para seu funcionamento, especialmente quando funciona com cargas abaixo da nominal. Assim sendo, no tópico a seguir será abordado todo o processo de medição, bem como os materiais utilizados e os dados obtidos.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Nesta seção, serão descritos os métodos utilizados para atingir o objetivo proposto no estudo. O esquema da Figura 1 descreve as etapas adotadas no desenvolvimento da presente pesquisa.

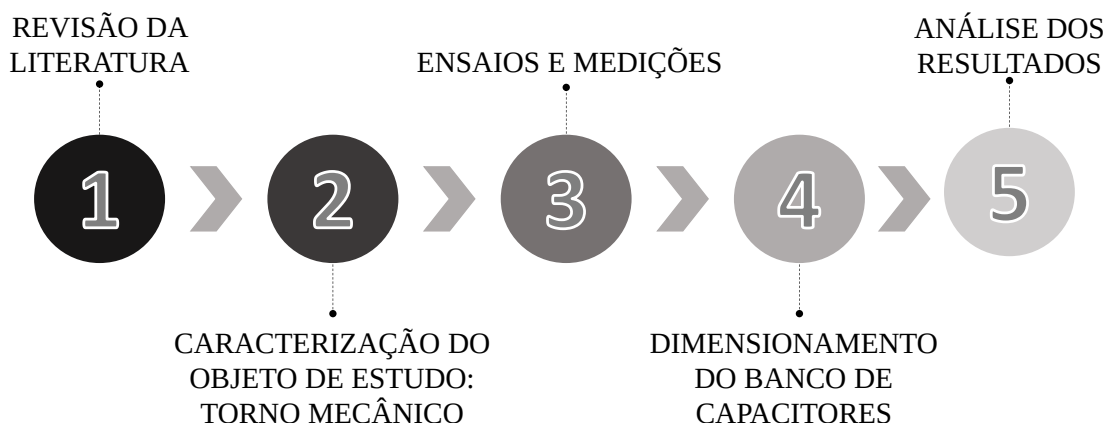


FIGURA 1. Esquema metodológico (autoria própria).

- i. Revisão da literatura e levantamento normativo: inicialmente, realizou-se uma revisão bibliográfica com o objetivo de fundamentar teoricamente a problemática do baixo fator de potência em sistemas elétricos industriais. Foram abordados conceitos relacionados à potência reativa, à qualidade da energia elétrica, aos impactos técnicos e econômicos do baixo fator de potência, bem como métodos de compensação por meio de bancos de capacitores. Paralelamente, realizou-se um levantamento das normas e regulamentações aplicáveis às medições e à cobrança de energia reativa pelas concessionárias de energia elétrica.
- ii. Caracterização do objeto de estudo: nesta etapa, realizou-se a caracterização do equipamento analisado, no caso, um torno mecânico instalado no laboratório de usinagem de uma instituição de ensino. Foram levados em consideração aspectos como potência nominal, regime de operação, local de instalação e tempo médio de utilização. Essas informações foram utilizadas para compreender o perfil de consumo do local e subsidiar as etapas posteriores da pesquisa.
- iii. Ensaios experimentais e medições elétricas: com base na caracterização do equipamento, foram conduzidos ensaios experimentais em condições reais de operação do equipamento objeto do estudo. Durante os testes, foram monitoradas grandezas elétricas relevantes, como tensão, corrente, potência ativa, potência reativa e fator de potência, a fim de avaliar o comportamento elétrico do sistema e identificar os níveis de demanda reativa associados ao funcionamento do equipamento.
- iv. Dimensionamento do banco de capacitores: a partir dos dados obtidos nos ensaios, realizou-se o dimensionamento de bancos de capacitores para compensação da potência reativa. Foram considerados quatro cenários distintos de compensação, descritos entre as seções 4.2.1 e 4.2.4. O objetivo é analisar diferentes condições operacionais e identificar a alternativa mais adequada para a correção do fator de potência da instalação.
- v. Análise dos resultados: por fim, os resultados obtidos foram analisados de forma comparativa, considerando a redução da potência reativa demandada, a elevação do fator de potência e os impactos na qualidade da energia elétrica da instalação. A análise permitiu identificar o cenário de compensação mais eficiente, evidenciando a contribuição do banco de capacitores para a melhoria do desempenho elétrico do sistema.

O presente estudo busca avaliar a influência do fator de potência na qualidade da energia elétrica, oriunda da potência reativa gerada por um torno mecânico instalado em um laboratório de usinagem de uma instituição de ensino. A partir disso, a subseção seguinte descreve o objeto de estudo, ou seja, o equipamento torno mecânico, bem como suas características nominais de potência e horas de uso. Em sequência, na Subseção 3.2, serão descritos os ensaios e medições realizados. Ressalta-se que as etapas metodológicas foram realizadas conforme o trabalho original de [5].

3.1. Torno mecânico

O torno mecânico utilizado neste estudo está localizado nas dependências laboratoriais de uma instituição de ensino. Tal equipamento é do modelo ND-220 GOLD da marca Nardini S.A., com ligação trifásica [25]. A Figura 2 ilustra a placa contida na parte externa do torno, com algumas especificações técnicas.



FIGURA 2. Placa externa com especificações (autoria própria).

Para uma máquina como o torno, por exemplo, que é um equipamento bastante utilizado nas indústrias metalúrgicas e que necessita de altas demandas de energia reativa para seu funcionamento, especialmente quando funciona com cargas abaixo da nominal, a correção do fator de potência é fundamental.

Dito isso, no tópico a seguir será abordado como se deu todo o processo de medição, bem como os materiais utilizados e dados obtidos através dos ensaios.

3.2. Ensaios e medições

A princípio, foi feito o levantamento da periodicidade de utilização do torno através de um diálogo com os técnicos responsáveis pelo laboratório para poder determinar os melhores dias para fazer as medições. Foi visto que, em sua maioria, o torno mecânico é utilizado durante um terço do período letivo, no qual são realizadas aulas práticas com a turma durante aproximadamente 1h e 30min e em dois dias da semana. Devido a esse fato, foi estabelecido que a correção mais adequada para o equipamento seria a do tipo individual, ou seja, quando o capacitor é ligado junto ao equipamento que se quer melhorar o fator de potência.

Sabendo que a cobrança de reativos é realizada conforme estabelecido pela Resolução Normativa nº 1000 de 2021 [26], observou-se que a norma determina que o fator de potência, seja indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo para consumidores do grupo A o valor de 0,92. Assim, para fins de faturamento, as concessionárias devem considerar como excedentes os valores de energia reativa que ultrapassem o limite correspondente ao fator de potência de 0,92. Entre as 23h30 e 6h30, essa cobrança aplica-se apenas aos fatores de potência capacitivos inferiores a 0,92, verificados a cada hora. Já no período complementar diário, a cobrança incide sobre os fatores de potência indutivos inferiores a 0,92, também avaliados em intervalos de uma hora.

Dessa forma, optou-se por fazer as medições durante a utilização do equipamento pelo técnico do laboratório, simulando o seu uso pelos discentes, de modo a verificar o comportamento das variáveis que influenciam o fator de potência durante seu funcionamento. Cada simulação teve duração de aproximadamente 30 minutos de pleno funcionamento, complementada pelas medições realizadas 10 minutos antes do ligamento da máquina e 10 minutos depois do desligamento do equipamento, para avaliar efetivamente a influência do torno quando inserido na rede.

O equipamento utilizado na medição foi o analisador de energia da INSTRUTHERM®, modelo AE-100. Ele armazena os dados de acordo com um intervalo de tempo definido, sendo de 5 s, 30 s, 1 min ou 2 min. Como as medições foram feitas em um curto intervalo de tempo, escolheu-se o de 5 s para que houvesse uma maior precisão dos dados.

Ao término das medições, foi obtido um total de 1207 leituras, sendo cada uma delas composta pela tensão, corrente, potências totais do circuito (ativa, reativa e aparente), fator de potência, ângulo de defasagem de cada fase e do neutro, frequência da rede e corrente no neutro.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Após a realização dos ensaios experimentais em condições reais de operação do torno mecânico em estudo, foi analisado o comportamento elétrico do sistema, identificando-se os níveis de demanda de potência reativa associados ao funcionamento do equipamento, conforme apresentado no Item 4.1 da Seção 4. Em seguida, no Item 4.2, foram considerados quatro cenários distintos para o dimensionamento de bancos de capacitores, com o objetivo de identificar a alternativa mais adequada para a correção do fator de potência da instalação. No Item 4.3, foram comparados os parâmetros de qualidade da energia elétrica antes e após a aplicação dos bancos de

capacitores dimensionados, a fim de identificar o cenário de melhor desempenho. Por fim, no Item 4.4, os resultados obtidos para o cenário selecionado foram discutidos e confrontados com a revisão da literatura apresentada na Seção 2.

4.1. Resultado do ensaio

Os dados obtidos pelo analisador de energia foram migrados para o *software* Excel® e plotados em gráficos para melhor interpretação e manipulação e, assim, foram realizados os cálculos pertinentes ao dimensionamento do banco de capacitores. Os gráficos com os valores de potência ativa obtidos nos dois dias de análise estão contidos na Figura 3 e na Figura 4, respectivamente. Na Figura 5 e na Figura 6 estão os gráficos com os valores medidos de potência reativa e nas Figuras 7 e 8 encontram-se os gráficos com os valores obtidos de potência aparente. Já na Figura 9 e na Figura 10 estão contidos os gráficos com os valores de fator de potência medidos, bem como o fator de potência médio calculado. Por último, estão os gráficos com os valores das correntes totais, nas Figuras 11 e 12. É importante ressaltar que os gráficos com os valores medidos no primeiro dia de medição encontram-se à esquerda, enquanto os gráficos com os valores obtidos no segundo dia estão à direita. Em todas as figuras estão apresentados os momentos em que o torno é ligado e desligado.

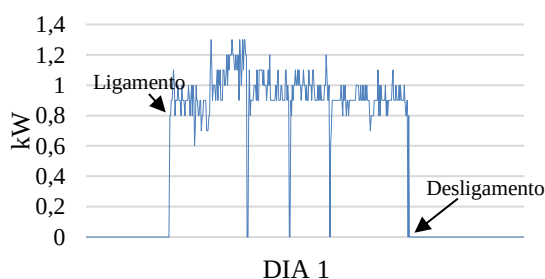


FIGURA 3. Potência ativa 1ª medição (autoria própria).

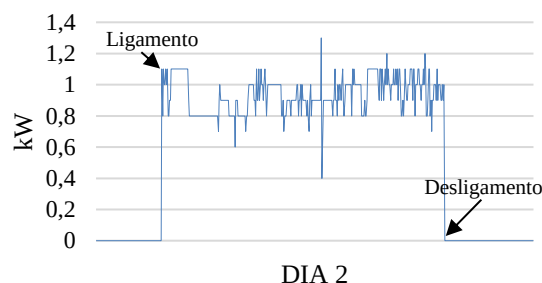


FIGURA 4. Potência ativa 2ª medição (autoria própria).

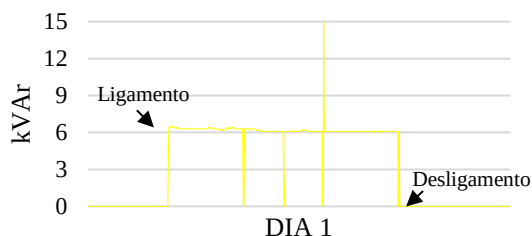


FIGURA 5. Potência reativa 1ª medição (autoria própria).

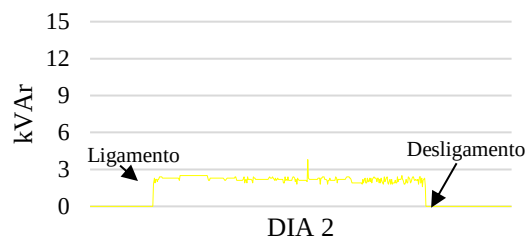


FIGURA 6. Potência reativa 2ª medição (autoria própria).

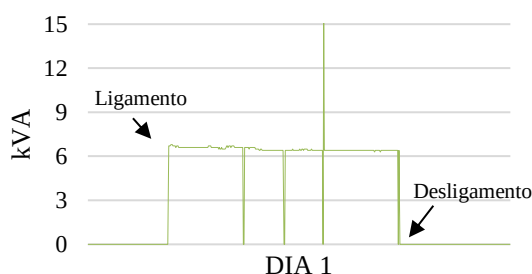


FIGURA 7. Potência aparente 1ª medição (autoria própria).

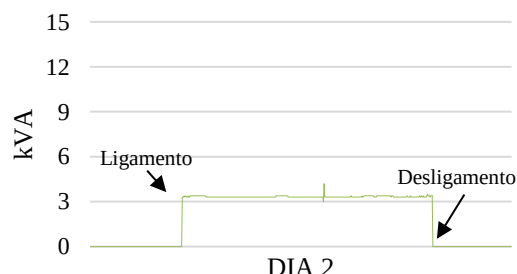


FIGURA 8. Potência aparente 2ª medição (autoria própria).

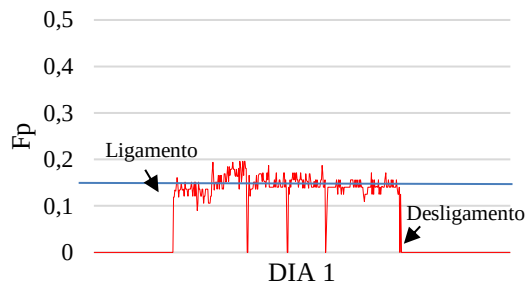


FIGURA 9. Fator de potência 1ª medição (autoria própria).

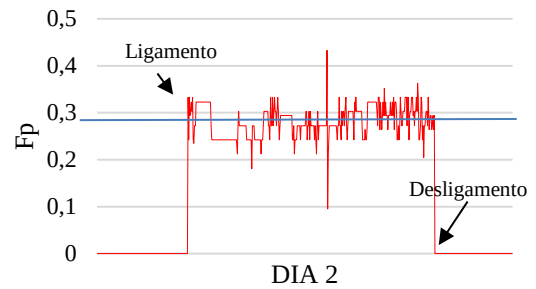


FIGURA 10. Fator de potência 2ª medição (autoria própria).

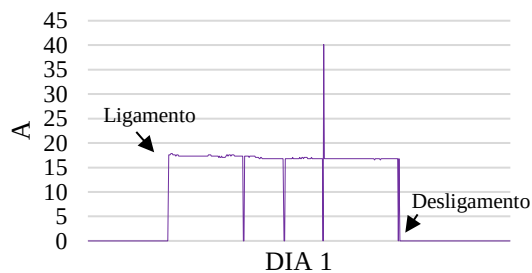


FIGURA 11. Corrente total 1ª medição (autoria própria).

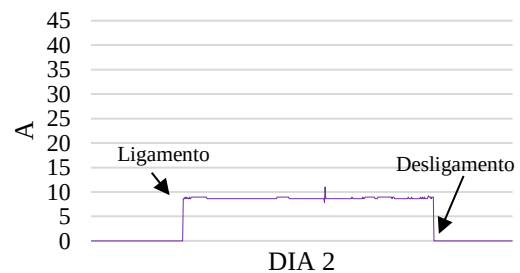


FIGURA 12. Corrente total 2ª medição (autoria própria).

Como pode ser visto na Figura 9 e na Figura 10, o torno apresenta fatores de potência muito abaixo do recomendado por norma, que deve ser de 0,92, o que pode ser explicado pela grande quantidade de potência reativa que é utilizada pelo mesmo (Figura 5 e Figura 6), quando comparada com a potência ativa que é consumida (Figura 3 e Figura 4).

Como já foi abordado em tópicos anteriores, o baixo fator de potência é um indicador de má qualidade da energia elétrica e causa perdas na rede, podendo gerar cobranças de multas por reativos à unidade consumidora. Desta forma, é necessária a utilização de mecanismos que elevem este parâmetro. No presente estudo, o meio escolhido foi o uso de capacitores, por ser o mais econômico e versátil entre os citados no trabalho de [5].

Assim sendo, optou-se pela ligação do banco de capacitores do tipo individual, uma vez que as medições foram feitas apenas observando a influência de um único equipamento. Por isso, o banco deve ser instalado junto à carga, ou seja, o torno mecânico, como mostra a Figura 13. É importante ressaltar que, caso ele seja ligado de outra forma, a mesma eficiência não poderá ser garantida.

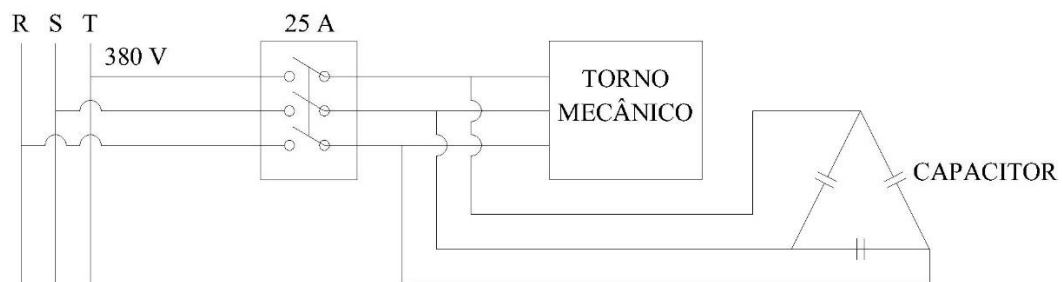


FIGURA 13. Ligação do capacitor ao torno mecânico (autoria própria).

Após localizar o ponto de instalação do banco de capacitores, é necessário dimensionar a sua potência, mas, para isso, consideraram-se quatro cenários. Os itens 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3 e 4.2.4 explicam e demonstram cada um dos cenários, de modo a verificar qual deles apresenta melhor sistema de compensação.

4.2. Dimensionamento do banco de capacitores

A partir dos dados obtidos nos ensaios, realizou-se o dimensionamento de bancos de capacitores para compensação da potência reativa; para isso, consideraram-se quatro cenários.

4.2.1. Cenário 1

Como as medições foram feitas antes, durante e depois da utilização do torno, foi possível notar que quando o torno é ligado, há uma grande demanda de potência (potência aparente), sendo que uma pequena parte é de potência ativa e todo o resto é de potência reativa indutiva.

No primeiro dia de medição, foi possível observar que existe um ponto que destoa dos outros valores; este é o instante de demanda máxima de potência reativa, com valor de 15 kVAr (Figura 5). Nesse mesmo instante, a potência ativa é de 0,6 kW (Figura 3), a potência aparente é de 15,3 kVA (Figura 7), o fator de potência é de 0,039 (Figura 9) e a corrente é de 23,25 A (Figura 11). O ponto que se destaca na segunda medição apresenta uma potência ativa de 0,4 kW (Figura 4), potência reativa de 3,8 kVAr (Figura 6), potência aparente de 4,2 kVA (Figura 8), fator de potência de 0,095 (Figura 10) e corrente de 6,38 A (Figura 12).

Com estes dois pontos, foi escolhido aquele que teve maior parcela de potência reativa e, então, foram extraídos sua potência ativa e seu fator de potência. Também foi estimado atingir, após a correção, um valor de 0,95 indutivo de fator de potência. Assim, usando a Equação 3, foi calculada a necessidade de um banco de capacitores de 15,175 kVAr, como mostra a Equação (5).

$$Q_{\text{capacitor}} = 0,6 * [\text{tg}(\cos^{-1}(0,039)) - \text{tg}(\cos^{-1}(0,95))] \quad (5)$$

Comercialmente, não há um banco de capacitores que atenda especificamente a esta potência reativa. O mais próximo é o de 15 kVAr da empresa WEG S.A., cujo código é 11313821 e série E para 380 V, que é a tensão de operação do torno [27]. Para este instante de demanda máxima de potência reativa, com a utilização desse capacitor, o fator de potência sobe para 1, o que está acima do 0,95 estimado, pois o valor comercial mais próximo é igual à máxima potência reativa indutiva medida durante o ensaio. Com o aumento do fator de potência, a potência aparente reduziria de 15,3 kVA para 0,6 kVA e a corrente cairia de 23,25 A para 0,92 A.

4.2.2. Cenário 2

No segundo cenário desconsiderou-se o pico obtido nas medições do primeiro dia de medição, justificado pelo fato de aparecer apenas uma vez nas medições e em um intervalo de tempo relativamente pequeno. Então, considerado o instante que possuía a segunda maior demanda de potência reativa, visto que apareceu com maior frequência no decorrer da análise, para fins de cálculo, a potência reativa considerada é de 6,5 kVAr, a potência ativa de 0,9 kW, uma potência aparente de 6,8 kVA, um fator de potência de 0,132 e a corrente de 10,33 A. Com posse desses valores, foi calculado uma nova potência reativa capacitiva para se obter o fator de potência de 0,95, como mostra a Equação (6)

$$Q_{\text{capacitor}} = 0,9 * [\text{tg}(\cos^{-1}(0,132)) - \text{tg}(\cos^{-1}(0,95))] \quad (6)$$

Através da Equação 6, foi obtida uma potência reativa de 6,46 kVAr. Como comercialmente não há essa potência, foi escolhido o mais próximo, que é o de 6,67 kVAr da WEG S.A., cujo código é 10630798 e série C para 380 V [28].

Através da Equação 2 foi calculado o novo fator de potência para este cenário, quando considerado o banco de capacitores da Figura 19. Foi obtido um valor de fator de potência de 0,98, valor acima do estimado, mas explicado pelo fato do banco possuir uma potência reativa relativamente acima da dimensionada. Com o aumento do fator de potência, a potência reativa reduziu de 6,5 kVAr para 0,17 kVAr, a aparente diminuiu de 6,8 kVA para 0,916 kVA e a corrente foi de 10,33 A para 1,4 A.

4.2.3. Cenário 3

Para o Cenário 3, foi considerado o maior valor de potência reativa detectada no segundo dia de medição, mas após a eliminação do pico observado nesse dia. Este instante possui o valor de 0,8 kW de potência ativa, 2,5 kVAr de potência reativa, 3,3 kVA de potência aparente, 0,242 de fator de potência e corrente de 5,02 A. Com esses valores, foi calculada uma nova potência reativa capacitiva para se obter o fator de potência de 0,95, como mostra a Equação (7).

$$Q_{\text{capacitor}} = 0,8 * [\text{tg}(\cos^{-1}(0,242)) - \text{tg}(\cos^{-1}(0,95))] \quad (7)$$

Com o uso da Equação 7, foi obtida uma potência reativa de 2,95 kVAr. Comercialmente não há banco de capacitores com esse valor específico. O mais próximo é o de 3,33 kVAr da WEG S.A., cujo código é 11488809 série B para 380 V [29].

Através da Equação 2 foi calculado o fator de potência para este cenário, considerando a instalação do banco da Figura 20. Um valor de 0,69 de fator de potência foi obtido, sendo abaixo do esperado. Com o aumento do fator de potência, a potência reativa caiu de 2,5 kVAr para 0,83 kVAr, a aparente caiu de 3,3 kVA para 1,15 kVA e a corrente caiu de 5,02 A para 1,75 A.

4.2.4. Cenário 4

Por fim, no último cenário, ou seja, no Cenário 4, foram desconsiderados os picos e foi feita uma média entre o maior valor de potência reativa do primeiro dia de medição (6,5 kVAr) e o do segundo dia de medição (2,5 kVAr), obtendo-se um valor de aproximadamente 4,5 kVAr. Comercialmente, o capacitor de valor mais próximo é de 5 kVAr, da WEG S.A., cujo código é 10045951, série B, para 380 V [30]. Essa média foi feita tentando buscar um capacitor que pudesse ajustar o fator de potência aos valores de medição dos dois dias.

Utilizando o banco da Figura 21 para corrigir os instantes utilizados nos cálculos do Cenário 2 e do Cenário 3, através da Equação 2, tem-se, respectivamente, os valores de 1,5 kVAr e 2,5 kVAr para a potência reativa, 1,75 kVA e 2,62 kVA para a potência aparente, 0,51 e 0,30 para o fator de potência e 2,65 A e 3,99 A para a corrente elétrica.

Após o estudo detalhado de cada cenário, o Item 4.3 ilustrará o comportamento das variáveis analisadas simulando a inserção dos capacitores de cada cenário.

4.3. Análise dos dados antes e após a correção do fator de potência

No presente item são comparados os parâmetros de qualidade da energia elétrica antes e depois de uma possível utilização dos capacitores dimensionados no Item 3.

Após a escolha dos bancos de capacitores nos Cenários 1, 2, 3 e 4, foi feita a simulação de como se comportariam as variáveis envolvidas no sistema sem e com o banco de capacitores conectado. Os dados obtidos para os dois dias com o capacitor de 15 kVA (dimensionado no Cenário 1) foram inseridos nos gráficos da Figura 14 e Figura 15 (potência reativa), Figura 16 e Figura 17 (potência aparente), Figura 18 e Figura 19 (corrente elétrica), Figura 20 e Figura 21 (fator de potência), junto com os dados medidos (na cor cinza), para uma melhor comparação.

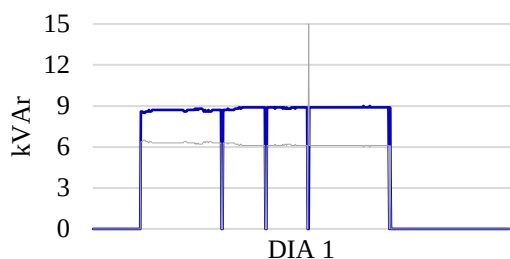


FIGURA 14. Dia 1 - Potência reativa do Cenário 1 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

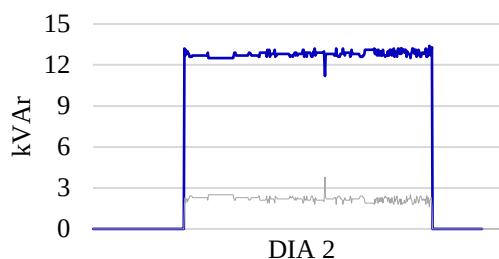


FIGURA 15. Dia 2 - Potência reativa do Cenário 1 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

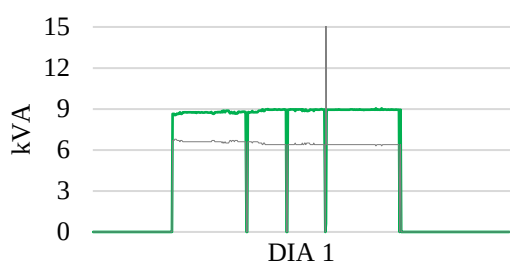


FIGURA 16. Dia 1 - Potência aparente do Cenário 1 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).



FIGURA 17. Dia 2 - Potência aparente do Cenário 1 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

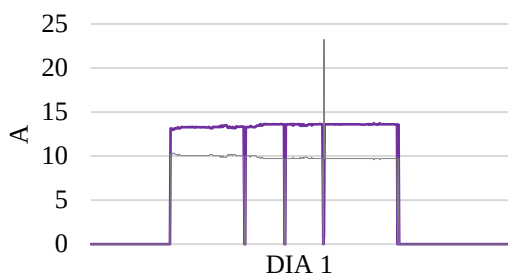


FIGURA 18. Dia 1 – Corrente elétrica do Cenário 1 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).



FIGURA 19. Dia 2 – Corrente elétrica do Cenário 1 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

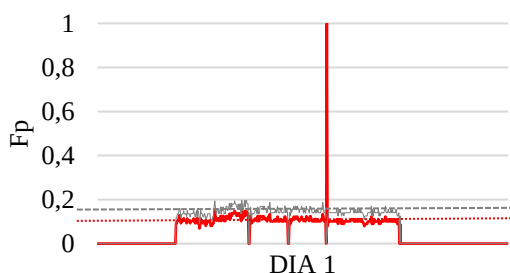


FIGURA 20. Dia 1 – Fator de potência do Cenário 1 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

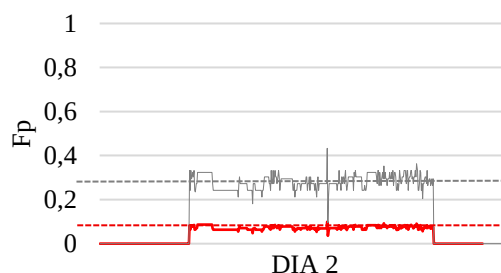


FIGURA 21. Dia 2 – Fator de potência do Cenário 1 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

Analisando a potência reativa, potência aparente, corrente elétrica total e fator de potência antes e depois da inserção do banco de capacitores, para ambos os dias, foi possível observar que já não haveria mais energia reativa indutiva. Entretanto, como o valor usado como base para a obtenção do banco de capacitores no Cenário 1 está muito acima da média, a simulação mostra que isso faria com que houvesse um crescimento de energia reativa, mas agora de caráter capacitivo. Por conta disso, o fator de potência continuaria baixo e menor do que o valor medido.

Através das Figuras 15, 17 e 19 também é possível observar que, no segundo dia, haveria um aumento mais significativo das potências reativa e aparente e da corrente (respectivamente), chegando a ultrapassar 3 vezes os valores medidos in loco.

Da mesma forma como foi feito para o capacitor de 15kVAr, foram plotados gráficos que representassem o comportamento da potência reativa, potência aparente, corrente total e fator de potência para a instalação elétrica antes (em cinza) e após a correção do fator de potência, sendo que agora utilizando o capacitor calculado no Cenário 2, ou seja, um banco de capacitores de 6,67 kVAr, como mostram as Figuras 22 e 23, 24 e 25, 26 e 27, 28 e 29, respectivamente.

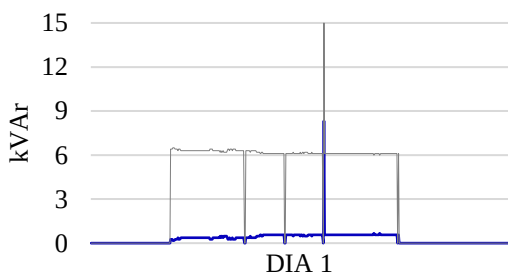


FIGURA 22. Dia 1 – Potência reativa do Cenário 2 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

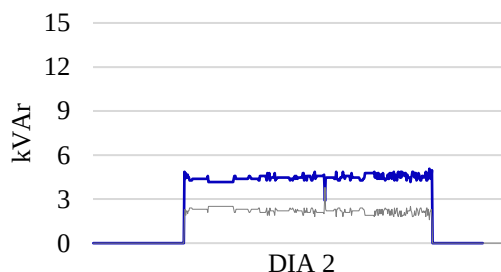


FIGURA 23. Dia 2 – Potência reativa do Cenário 2 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

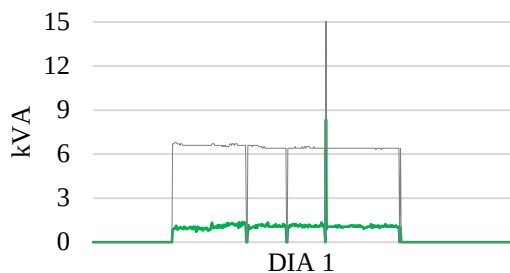


FIGURA 24. Dia 1 – Potência aparente do Cenário 2 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

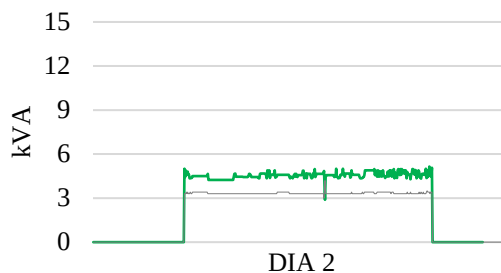


FIGURA 25. Dia 2 – Potência aparente do Cenário 2 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

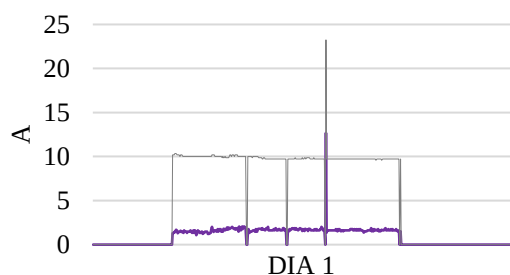


FIGURA 26. Dia 1 – Corrente elétrica do Cenário 2 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

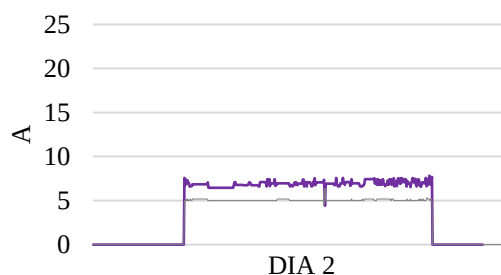


FIGURA 27. Dia 2 – Corrente elétrica do Cenário 2 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

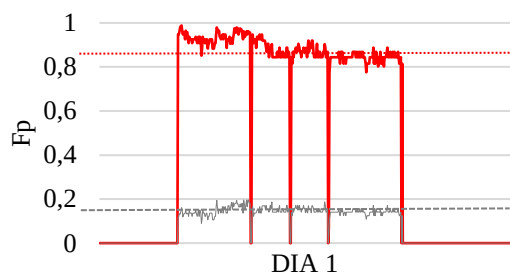


FIGURA 28. Dia 1 – Fator de potência do Cenário 2 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

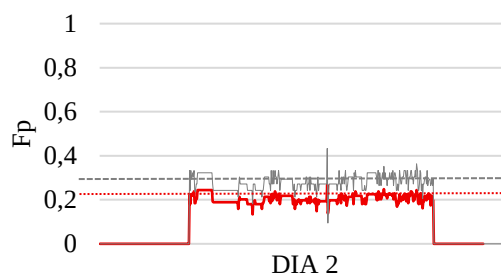


FIGURA 29. Dia 2 – Fator de potência do Cenário 2 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

Observando a Figura 22, percebe-se que no Dia 1 haveria uma grande diminuição do reativo e, portanto, um aumento do fator de potência (Figura 28), uma diminuição na potência aparente (Figura 24) e, conseqüentemente, redução na corrente total (Figura 26) solicitada pelo equipamento objeto do estudo.

Porém, se o mesmo banco for tomado como base para a correção do fator de potência no segundo dia de medição, percebe-se, pela Figura 23, que uma situação similar àquela em que se utilizou o capacitor de 15 kVAR voltaria a se repetir, ou seja, a potência reativa indutiva desapareceria, porém, surgiria uma potência reativa capacitiva maior do que a anterior. Como, dependendo da atividade realizada, o turno pode solicitar da rede elétrica situações similares às medidas tanto no Dia 1 como no Dia 2, e o objetivo deste trabalho também é garantir a melhoria da qualidade da energia elétrica, não faria sentido utilizar um banco que em uma situação vai ajudar e em outra pode até aumentar o problema.

De forma análoga ao que foi feito com os cenários anteriores, os valores obtidos com as medições in loco foram inseridos no mesmo gráfico da simulação que considera a inserção do capacitor de 3,33 kVAR no sistema (Cenário 3). O objetivo é fazer uma análise comparativa do comportamento da potência reativa, potência aparente, corrente total e fator de potência antes (em cinza) e após a correção do fator de potência, como mostram as Figuras 30 e 31, Figuras 32 e 33, Figuras 34 e 35, Figuras 36 e 37, respectivamente.

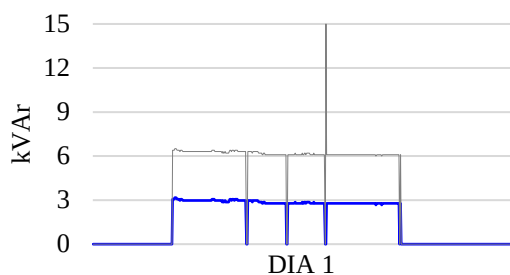


FIGURA 30. Dia 1 – Potência reativa do Cenário 3 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

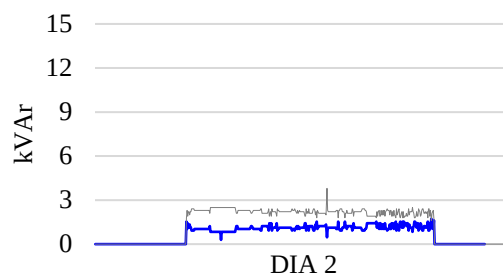


FIGURA 31. Dia 2 – Potência reativa do Cenário 3 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

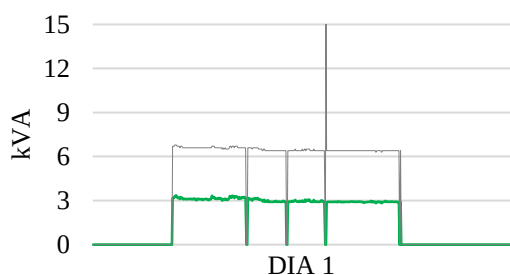


FIGURA 32. Dia 1 – Potência aparente do Cenário 3 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

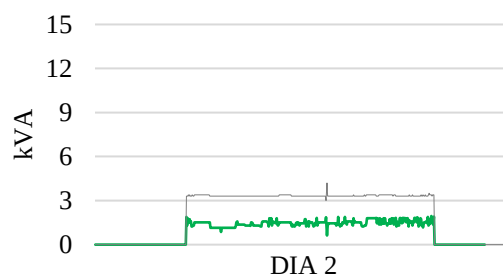


FIGURA 33. Dia 2 – Potência aparente do Cenário 3 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

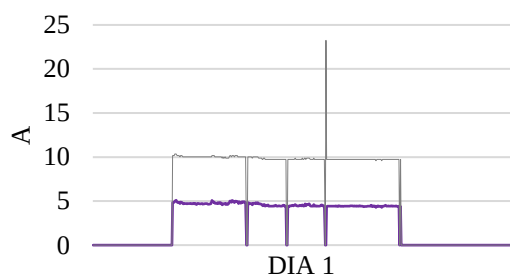


FIGURA 34. Dia 1 – Corrente elétrica do Cenário 3 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

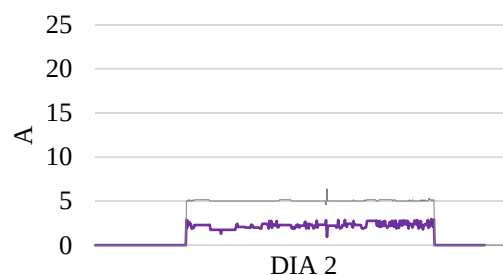


FIGURA 35. Dia 2 – Corrente elétrica do Cenário 3 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

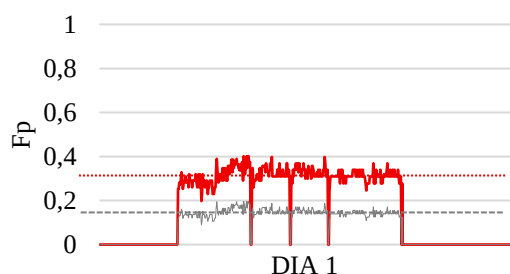


FIGURA 36. Dia 1 – Fator de potência do Cenário 3 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

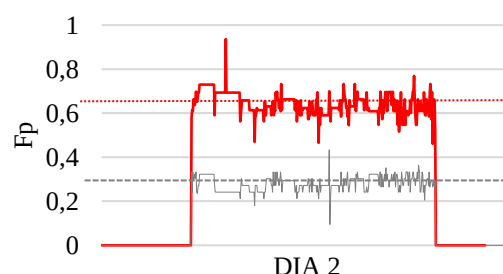


FIGURA 37. Dia 2 – Fator de potência do Cenário 3 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

Através da Figura 36 e da Figura 37, percebe-se que foi dimensionado um banco de capacitores que conseguiria aumentar o fator de potência para as duas medições, ou seja, um banco para um ponto médio entre as medições. Após a análise da Figura 30 e da Figura 31, pode ser visto que, se for utilizado um banco de 3,3 kVAr, para o primeiro dia de análise, a potência reativa indutiva cairia pela metade e, para o segundo dia de medição, a potência reativa indutiva desapareceria, porém, apareceria um reativo capacitivo, mas com valor menor do que foi

medido. Com isso, em ambos os dias, observa-se uma diminuição considerável da potência aparente (Figura 32 e Figura 33) e da corrente elétrica (Figura 34 e Figura 35), chegando a quase 50% de redução em cada parâmetro.

Fazendo o mesmo que foi feito com todos os outros cenários, os valores medidos *in loco*, sem a presença de banco de capacitores (em preto), foram plotados no mesmo gráfico da simulação que considera a inserção de um banco de capacitores de 5 kVAr, dimensionado no Cenário 4. Os gráficos que representariam o comportamento da potência reativa, potência aparente, corrente total e fator de potência após a correção são ilustrados na Figura 36 e Figura 37, Figura 38 e Figura 39, Figura 40 e Figura 41, Figura 42 e Figura 43, respectivamente.

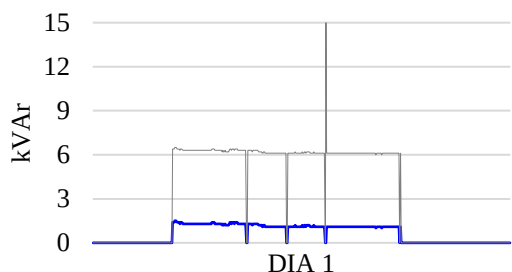


FIGURA 36. Dia 1 – Potência reativa do Cenário 4 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

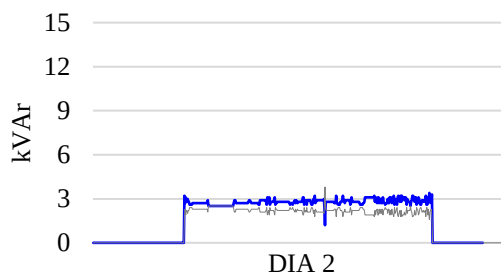


FIGURA 37. Dia 2 – Potência reativa do Cenário 4 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

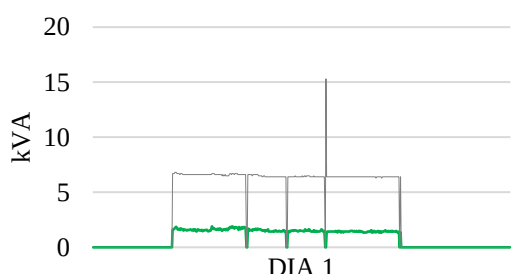


FIGURA 38. Dia 1 – Potência aparente do Cenário 4 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

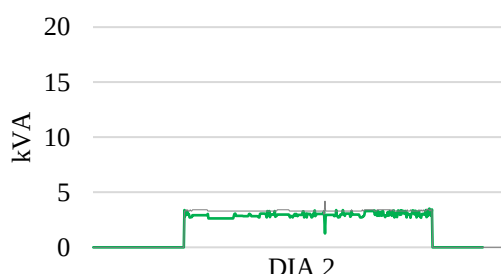


FIGURA 39. Dia 2 – Potência aparente do Cenário 4 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

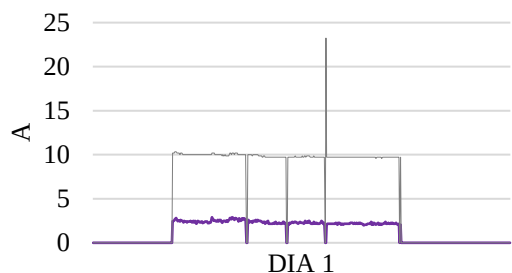


FIGURA 40. Dia 1 – Corrente elétrica do Cenário 4 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

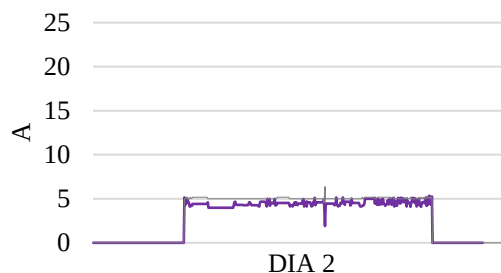


FIGURA 41. Dia 2 – Corrente elétrica do Cenário 4 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

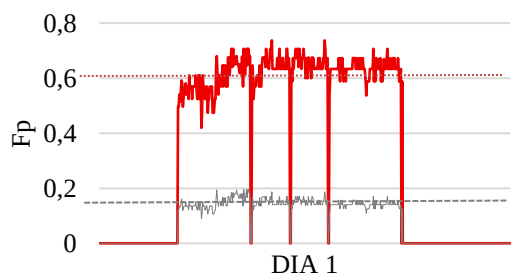


FIGURA 42. Dia 1 – Fator de potência do Cenário 4 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

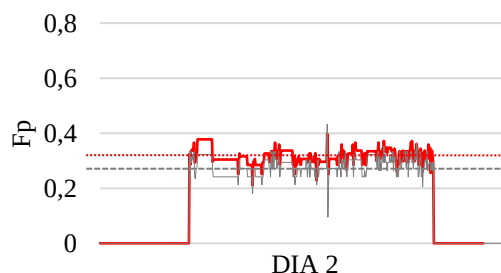


FIGURA 43. Dia 2 – Fator de potência do Cenário 4 antes e após a correção do fator de potência (autoria própria).

Ao utilizar o banco dimensionado no Cenário 4 na simulação correspondente ao primeiro dia, a potência reativa indutiva (Figura 36) reduziria consideravelmente, chegando a valores próximos a 1 kVAr. Para a simulação referente ao segundo dia, de forma análoga ao que aconteceria com a inserção do banco dimensionado no Cenário 3, apareceria um reativo capacitivo (Figura 37), porém ainda maior que o anterior.

Para o primeiro dia, o fator de potência (Figura 42) aumentaria bastante, chegando a valores próximos a 0,75. Para o segundo dia, também haveria um crescimento do fator de potência (Figura 43), porém pouco significativo. Como a corrente elétrica é influenciada pela potência aparente, haveria uma grande queda no valor para o Dia 1 (Figura 40), porém, para o Dia 2, a queda seria quase insignificante, como mostra a Figura 41.

No Item 4.4, os resultados serão discutidos e confrontados com a revisão da literatura apresentada no Item 2.2.

4.4. Discussão dos resultados

A análise comparativa dos quatro cenários avaliados evidencia a influência direta do dimensionamento do banco de capacitores sobre o comportamento elétrico da instalação, especialmente no que se refere ao equilíbrio entre potência ativa, potência reativa, potência aparente e fator de potência. De maneira geral, os resultados demonstram que a correção do fator de potência em cargas indutivas variáveis não depende apenas da eliminação da potência reativa indutiva, mas também do ajuste adequado entre a compensação capacitiva e o perfil dinâmico de operação da carga, conforme apontado na literatura [19] [6].

No Cenário 1, observou-se uma condição típica de supercompensação severa, na qual o banco de capacitores foi dimensionado acima da necessidade real da instalação. Embora tenha ocorrido eliminação da potência reativa indutiva, o sistema passou a operar com predominância de potência reativa capacitiva, resultando em fator de potência ainda baixo e comportamento instável entre os dois dias de medição. Esse cenário evidencia que o excesso de compensação pode ser tão prejudicial quanto a deficiência de potência reativa, uma vez que provoca aumento da potência aparente e da corrente elétrica em determinadas condições operacionais, conforme já relatado na literatura para sistemas com compensação inadequada [15-16].

O Cenário 2 apresentou desempenho satisfatório apenas para uma das condições de operação analisadas. No primeiro dia, houve redução significativa da potência reativa, melhora do fator de potência e diminuição da corrente elétrica, indicando uma condição de compensação adequada. Entretanto, no segundo dia, o sistema voltou a apresentar comportamento de supercompensação, ainda que menos acentuado que no Cenário 1. Esse resultado evidencia a limitação de bancos de capacitores fixos quando aplicados a cargas com variação operacional significativa, como é o caso do torno mecânico estudado. A literatura aponta que esse tipo de carga apresenta variações de demanda de potência reativa em função do regime de operação, o que dificulta o estabelecimento de um ponto fixo de compensação eficiente para todos os cenários de funcionamento [8] [10].

No Cenário 3, observou-se um melhor desempenho entre as alternativas analisadas. O banco de capacitores intermediário permitiu uma redução consistente da potência reativa nos dois dias de medição, evitando tanto a subcompensação quanto a supercompensação significativa. Como consequência, houve redução expressiva da potência aparente e da corrente elétrica em ambas as condições de operação, indicando maior estabilidade e robustez do sistema de compensação. Esse comportamento está em consonância com estudos que destacam que a compensação ótima de potência reativa deve buscar um ponto de equilíbrio que minimize a circulação de reativos sem inverter o fluxo de potência no sistema, garantindo melhoria consistente do fator de potência em diferentes regimes operacionais [19].

O Cenário 4 apresentou comportamento intermediário, com melhoria significativa do fator de potência apenas em uma das condições de operação. Embora tenha promovido redução da potência reativa e da corrente elétrica no primeiro dia, no segundo dia sua eficácia foi reduzida, com leve aumento de potência reativa capacitiva e pequena variação no fator de potência e na corrente. Esse resultado reforça que a proximidade do ponto ótimo de compensação não garante necessariamente robustez frente à variabilidade operacional da carga, especialmente em sistemas sujeitos a variações dinâmicas de carga mecânica e regime de funcionamento.

A comparação entre os quatro cenários permite concluir que o desempenho do sistema de compensação está associado ao nível de aderência entre o banco de capacitores e o comportamento real da carga. Os cenários 1 e 2 evidenciam os efeitos negativos do dimensionamento inadequado, seja por supercompensação ou por dependência de uma condição específica de operação. O Cenário 4, embora tecnicamente viável em determinados regimes, mostrou-se instável frente às variações operacionais. Em contrapartida, o Cenário 3 apresentou o melhor desempenho na redução de potência reativa, na estabilidade do fator de potência e na diminuição da corrente elétrica.

Com relação à qualidade da energia elétrica, os resultados corroboram a literatura ao demonstrar que a compensação de potência reativa deve ser projetada considerando o perfil de carga e sua variabilidade temporal, e não apenas valores instantâneos ou extremos de operação. Isso porque a potência aparente e a corrente elétrica são diretamente influenciadas pelo balanço entre potência ativa e reativa, de modo que desvios do ponto ótimo de compensação resultam em perdas de eficiência e possível deterioração da qualidade da energia fornecida [15] [6].

Assim, conclui-se que, entre os cenários analisados, o Cenário 3 representa a solução mais adequada para a instalação estudada, por proporcionar o melhor equilíbrio entre eficiência energética e estabilidade operacional, demonstrando que o dimensionamento intermediário do banco de capacitores constitui a estratégia mais eficiente para cargas com comportamento variável, como o torno mecânico analisado.

5. CONCLUSÃO

Durante a análise dos dados, foi observado que a energia magnetizante solicitada para o funcionamento do torno mecânico contribui para a redução do fator de potência e, consequentemente, para a qualidade da energia elétrica. No caso específico do torno mecânico, apenas de 10% e 35% da energia fornecida pela rede elétrica é efetivamente convertida em trabalho, evidenciando um aproveitamento bastante ineficiente da energia disponível.

Ao tentar diminuir a potência reativa com o uso de capacitores, foi visto que não é tão fácil eliminar todos os reativos em virtude da variação da carga acoplada ao equipamento e das peculiaridades de cada trabalho executado, fazendo com que na maioria das situações, o fator de potência não fique dentro do limite estabelecido pela ANEEL.

Como o torno mecânico é um equipamento que possui uma diversidade de utilização, sua potência demandada estará em concordância com a atividade executada e dependerá da corrente e da tensão elétrica, que são termos variantes no tempo. Por conta disso, o torno nunca irá apresentar uma grande regularidade de potência reativa, fazendo com que, quando se usa um instante específico como referência para dimensionar o banco de capacitores, alguns instantes sejam corrigidos e, em outros momentos, o uso do banco possa até aumentar a potência reativa.

Deste modo, foi concluído que, para garantir a qualidade da energia elétrica do laboratório, são necessárias medições durante um período mais longo, como os valores médios obtidos na fatura mensal de energia elétrica. Desta forma, como sugestão, poderia ser feita uma análise mais precisa da energia demandada pelo torno mecânico durante este intervalo, para assim ter como base a faixa de potência reativa mais requerida pelo equipamento.

Para o caso estudado, foi visto que o capacitor de 3,3 kVAr, dimensionado no Cenário 3, é o que melhoraria de forma mais efetiva o fator de potência da instalação. Em ambos os dias, esse banco de capacitores diminuiria a potência reativa em aproximadamente 50% e, consequentemente, reduziria a potência aparente e a corrente elétrica. A potência ativa não seria afetada, pois ela não é influenciada pelo fator de potência, representando apenas a potência útil utilizada pela máquina.

Ao introduzir o banco de capacitores ao sistema, além da redução da potência reativa indutiva e do aumento do fator de potência, haverá uma menor demanda por energia, pois a potência aparente se reduz. As perdas por efeito Joule também se amortizam, pois a corrente diminui, evitando uma redução no tempo de vida dos equipamentos.

Se for levada em consideração a cobrança por reativos, o banco de capacitores a ser usado deveria ser o de 5 kVAr (Cenário 4). Afinal, como o torno é usado apenas durante os períodos da manhã e da tarde e o banco seria instalado individualmente ao equipamento, as cobranças por excedentes de reativo capacitivo não existiriam, pois elas só são contabilizadas das 23h30min às 6h30min, conforme explicado no Item 3.2.

Finalmente, com o presente estudo, foi visto que, para uma redução mais efetiva da energia reativa do laboratório oriunda dos tornos mecânicos, seria necessário realizar o estudo durante todo o período letivo e obedecer às regras de leitura estabelecidas nas normas vigentes ou utilizar um medidor de energia especificamente para esse local, pois ajudaria na precisão para o dimensionamento do capacitor e, consequentemente, uma redução na cobrança por excedentes reativos. Além disso, é necessária também a análise dos outros itens da qualidade da energia elétrica, como as harmônicas, que podem influenciar diretamente o rendimento dos capacitores e a vida útil dos equipamentos.

REFERÊNCIAS

- [1] DELGADO, J. D. B. Gestão da qualidade total aplicada ao sector do fornecimento da energia eléctrica. Doutorado (Dissertação) – Curso de Engenharia Eletrotécnica, Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Universidade de Coimbra, Coimbra, 2002.
- [2] CREDER, H. Instalações Elétricas. 15. ed. Rio de Janeiro: LTC Editora AS, 2007.
- [3] MAMEDE FILHO, J. Instalações elétricas industriais. 7. ed. Rio de Janeiro: Ltc, 2007.
- [4] COTRIM, A. A. M. B. Instalações elétricas. 5. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009.
- [5] FALCÃO FILHO, J. S.; GUERRA, M. I. S.; VIEIRA, R. G. Análise da influência da potência reativa de um torno mecânico do laboratório de usinagem da Ufersa no fator de potência da instalação. Trabalho de Conclusão de Curso, Bacharelado em Ciência e Tecnologia, Universidade Federal Rural do Semiárido, Mossoró, RN, 2017.
- [6] SIDHU, A. S. et al. Power factor improvement and reactive power management in industrial systems. *Energies*, 2021.
- [7] ALVES, A. F. et al. Eficiência energética e correção do fator de potência em instalações industriais. *Revista Brasileira de Energia*, 2020.

- [8] DENKENA, B.; HEIDE, M.; BÖTTCHER, T. Power factor optimization in industrial manufacturing systems. *Journal of Manufacturing Processes*, 2026.
- [9] KARA, S.; LI, W. Unit process energy consumption models for material removal processes. *CIRP Annals*, v. 60, n. 1, p. 37–40, 2011.
- [10] OLIVO, M. et al. A new method for the accurate prediction of on-load power factor in two-pole induction motors considering shaft eddy currents. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 35, n. 3, p. 1196–1207, 2020. DOI: 10.1109/TEC.2020.2976617.
- [11] ULIANA, L. S.; GASTALDINI, C. C.; TISCHER, C. B. Revisão sobre as principais técnicas de controle para motores de indução. *Ciência e Natura*, v. 42, 2020. DOI: 10.5902/2179460X40520.
- [12] KOLCUN, M. et al. Active and Reactive Power Losses in Distribution Transformers. *Acta Polytechnica Hungarica*, v. 17, n. 1, p. 161–174, 2020. DOI: 10.12700/APH.17.1.2020.1.9.
- [13] MOLINA, J.; SAINZ, L.; MONJO, L. Model of discharge lamps with saturated magnetic ballast and non-square arc voltage. *Electric Power Systems Research*, v. 104, p. 42–51, 2013.
- [14] ALONSO, J. M. Electronic Ballasts. In: RASHID, M. H. (ed.). *Power Electronics Handbook*. 3. ed. Oxford: Elsevier, 2011.
- [15] TÉLLEZ, A. et al. Voltage control and reactive power management in distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 2018.
- [16] KOSOBUDZKI, K. et al. Reactive Power Compensation for Single-Phase AC Motors Using Integral Power Theory. *Energies*, v. 18, n. 10, 2025. DOI: 10.3390/en18102641.
- [17] Freire, J. M. *Torno Mecânico, Livros Técnicos e Científicos*. ed. S.^a, Rio de Janeiro, 1984.
- [18] OLIVEIRA, C. C. B. *Fator de Potência em Sistemas Elétricos*. São Paulo: Edgard Blücher, 2000.
- [19] MOHANTY, S.; KISHOR, N.; RAY, P. K. Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 91, p. 695–728, 2018.
- [20] DUALIBE, A. *Fator de Potência e Energia Reativa*. São Paulo: Érica, 2000.
- [21] OLIVEIRA, J. C. Projeto SIDAQUEE. Qualidade da energia elétrica: definição e análise dos itens de qualidade. Cap.II, Universidade Federal de Uberlândia, Centro de Ciências Exatas e Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Grupo de Qualidade e Racionalização da Energia Elétrica, 2000.
- [22] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. Brasília, DF, 2021.
- [23] SILVA, M. C. I. Correção do fator de potência de cargas industriais com dinâmica rápida. Mestrado (Dissertação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.
- [24] DUALIBE, P. *Capacitores: Instalação e correção do fator de potência*. São Paulo, 2000.
- [25] INDÚSTRIAS NARDINI S.A. Nodus ND – 220. Disponível em: <<https://nardinisa.com.br/produto/nodus-nd-220/>>. Acesso em: 24 maio 2026
- [26] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414/2010, nº 470/2011, nº 901/2020 e dá outras providências. *Diário Oficial da União: Seção 1*, Brasília, DF, n. 231, p. 109, 9 dez. 2021.
- [27] MERCADO LIVRE. Unidade Capacitiva Trifásica WEG 15 kVAR 380 V UCWT15V40N22HD. Disponível em: <<https://www.mercadolivre.com.br/unidade-capacitiva-trifasica-weg-15kvar-380v-ucwt15v40n22hd/up/MLBU1720028318>>. Acesso em: 24 de maio de 2026.

- [28] WEG. Unidade Capacitiva Monofásica UCW6,67V40-M10. Disponível em: <<https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automação-e-Controle-Industrial/Controls/Capacitores-e-Correção-do-Fator-de-Potência/Capacitores-para-Correção-do-Fator-de-Potência/Unidade-capacitiva-monofásica/UNIDADE-CAPACITIVA-UCW6%2C67V40-M10/p/10630797>>. Acesso em: 24 de maio de 2026.
- [29] MOVESTOCK. Capacitor Monofásico WEG UCW 333 V40 – cód. 11488809 – 33,3kvar. Disponível em: <https://movestock.com/insumos-industriais/eletronicos/componentes_eletronicos/produto/capacitor-monofasico-weg-ucw-333-v40-cod-11488809-333kvar-1?srsId=AfmBOop7i3oxZAbuSyb3ux-9Az7Ds8yPiRY6wyAkoYQtUIZ4mEOpxHr6>. Acesso em: 24 maio 2026.
- [30] MERCADO LIVRE. Capacitor Correção Fator Potência Mono 380 V 5 kVAR WEG. Disponível em: <<https://www.mercadolivre.com.br/capacitor-correcao-fator-potencia-mono-380v-5kvar-weg/up/MLBU1385285768>>. Acesso em: 24 de maio de 2026.



Artigo

Desempenho Dinâmico de um AVR UNITROL 1020 em Gerador Síncrono Brushless de 13,8 kV: Avaliação Experimental em Comissionamento Industrial.

Sandro Muniz de Souza¹

1UniCesumar University, Brazil - sandromunizsouza@gmail.com

Recebido: 19/03/2026

Aceito: 13/04/2026

Publicado: 15/07/2026

Resumo: A estabilidade de tensão em geradores síncronos brushless é essencial para a confiabilidade de plantas industriais. Este artigo avalia, em condições reais de comissionamento, o desempenho dinâmico de um AVR ABB UNITROL 1020 aplicado a um gerador síncrono brushless WEG de 13,8 kV e 31,25 MVA. O método integra verificação de isolamento, inspeção do sistema de excitação, curvas a vazio e em curto-circuito, medições de vibração, registros de partida, validação supervisionada de limitadores e interpretação por modelo PID clássico. Os resultados indicaram escorvamento estável, baixo sobressinal e curta acomodação: 750 ms e 1350 ms na malha de corrente de campo, com 1,7% de sobressinal, e 350 ms e 950 ms na malha de tensão terminal, com 1,3% de sobressinal. A maior vibração global foi 2,26 mm/s, abaixo do limite de referência adotado. Conclui-se que a combinação de evidências de campo, parametrização do AVR e teoria de controle permite uma avaliação reproduzível da adequação de sistemas de excitação em comissionamento industrial.

Palavras-chave: regulador automático de tensão; gerador síncrono; excitação brushless; comissionamento; controle PID.

Experimental Evaluation of the Dynamic Performance of a UNITROL 1020 AVR in a 13.8 kV Brushless Synchronous Generator during Industrial Commissioning.

Abstract: Voltage stability in brushless synchronous generators is essential for industrial plant reliability. This paper evaluates, under real commissioning conditions, the dynamic performance of an ABB UNITROL 1020 automatic voltage regulator applied to a 13.8 kV, 31.25 MVA WEG brushless synchronous generator. The method integrates insulation verification, excitation-system inspection, open-circuit and short-circuit characteristics, vibration measurements, start-up records, supervised validation of limiters, and interpretation through a classical PID model. The results showed stable voltage build-up, low overshoot, and short settling time: 750 ms rise time and 1350 ms settling time in the field-current loop, with 1.7% overshoot, and 350 ms rise time and 950 ms settling time in the terminal-voltage loop, with 1.3% overshoot. The highest global vibration was 2.26 mm/s, below the adopted reference limit. The study concludes that field evidence, AVR parametrization, and control theory can support a reproducible assessment of excitation-system suitability during industrial commissioning.

Keywords: automatic voltage regulator; synchronous generator; brushless excitation; commissioning; PID control.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de excitação e os reguladores automáticos de tensão desempenham papel decisivo na operação segura e estável de geradores síncronos. Seu desempenho afeta diretamente a restauração da tensão terminal, o suporte de potência reativa, a prontidão para sincronismo, a resposta a perturbações e o comportamento eletromecânico mais amplo de plantas conectadas ao sistema elétrico. Em máquinas industriais e de utilidade de médio e grande porte, a dinâmica da excitação não constitui uma função auxiliar secundária, mas um elemento central da confiabilidade operacional.

Na literatura técnico-científica, a regulação automática de tensão é frequentemente analisada por meio de modelagem matemática, sintonia por simulação, estimação de parâmetros ou comparação entre controladores clássicos e avançados. Tais estudos demonstram que o desempenho do sistema de excitação está fortemente associado a indicadores dinâmicos como tempo de subida, tempo de acomodação, sobressinal, amortecimento e robustez frente a distúrbios.

Apesar disso, permanece uma lacuna relevante entre o tratamento científico da dinâmica de excitação e a forma como as evidências de comissionamento são usualmente documentadas na prática industrial. Relatórios de campo frequentemente confirmam a partida bem-sucedida e a operação aceitável, mas nem sempre organizam as observações em uma estrutura analítica reproduzível que conecte respostas transitórias medidas, curvas características, verificação de condição da máquina, funcionalidade dos limitadores e interpretação fundamentada em teoria de controle.

Este trabalho aborda essa lacuna por meio de um estudo experimentalmente fundamentado de um regulador digital ABB UNITROL 1020 instalado em um gerador síncrono brushless de 13,8 kV durante comissionamento e partida assistida em ambiente industrial. A hipótese central é que a adequação de um regulador de excitação em ambiente real de comissionamento pode ser demonstrada quantitativamente pelo uso combinado de métricas de resposta transitória, consistência das curvas características, evidências de campo, validação supervisionada de limitadores e interpretação analítica baseada na estrutura clássica PID.

O objetivo deste artigo é avaliar, em condições reais de comissionamento industrial, o desempenho dinâmico de um regulador automático de tensão ABB UNITROL 1020 aplicado a um gerador síncrono brushless de 13,8 kV, integrando medições de campo, curvas características, validação operacional de limitadores, medições de vibração e interpretação por modelo PID clássico, de modo a propor uma estrutura científica reproduzível para análise de adequação de sistemas de excitação em geradores síncronos.

A principal contribuição é metodológica. O estudo propõe uma estrutura científica orientada ao campo para avaliação de comissionamento de sistemas de excitação, em vez de apenas relatar uma partida bem-sucedida. Ao integrar medições reais com interpretação por teoria de controle e comparação explícita com abordagens anteriores, o trabalho avança em relação a um relatório técnico convencional e oferece uma forma reproduzível de analisar o comportamento de reguladores em geradores síncronos industriais.

1.1 Sistemas de excitação, normas e relevância dinâmica

A modelagem dinâmica de sistemas de excitação de máquinas síncronas encontra-se consolidada em estudos de sistemas de potência por meio de modelos padronizados de ordem reduzida. A IEEE Std 421.5 organiza modelos de sistemas de excitação, sinais estabilizantes suplementares e funções limitadoras para estudos de estabilidade, enquanto a IEEE Std 115 apresenta procedimentos de ensaio para máquinas síncronas e determinação de parâmetros aplicáveis à análise dinâmica [1,2]. Essas normas são importantes por estabelecerem uma linguagem comum para modelagem, ensaios e interpretação de sistemas de excitação. Entretanto, seu propósito principal é apoiar modelos e procedimentos padronizados, não transformar registros de comissionamento em uma estrutura científica completa de estudo de caso.

Em geradores brushless, o caminho de excitação inclui excitatriz, ponte retificadora rotativa e campo principal do rotor, eliminando escovas e anéis coletores. Essa arquitetura melhora a manutenibilidade, porém impõe limitações quanto à observação direta de grandezas de campo e à rapidez de desexcitação. Estudos sobre sistemas brushless e estruturas de desexcitação controlada indicam que a ponte de diodos rotativa e a arquitetura da excitatriz influenciam a velocidade de supressão e recuperação de tensão sob distúrbios [10,14]. Assim, uma avaliação de comissionamento não deve se restringir a verificar se a tensão nominal é eventualmente alcançada, mas deve também observar amortecimento, resposta transitória, coerência das curvas características, atuação de limitadores e condição mecânica da máquina.

A curva de saturação a vazio expressa a relação entre a corrente de excitação e a tensão terminal do gerador sem carga. Em baixas excitações, a relação tende a ser aproximadamente linear; com o aumento da excitação, o circuito magnético se aproxima da saturação, exigindo incrementos maiores de corrente para pequenos aumentos de tensão. A curva de curto-circuito, por sua vez, relaciona a corrente de armadura à corrente de excitação com os terminais em curto, sendo usualmente mais linear na faixa de ensaio. A comparação entre essas curvas permite verificar coerência magnética, integridade do caminho de excitação e plausibilidade operacional do regulador.

Os limitadores de excitação são funções de supervisão que restringem a atuação do regulador para evitar operação fora da capacidade admissível da máquina. O limitador V/Hz atua quando a relação entre tensão e

frequência pode indicar risco de sobrefluxo magnético; os limitadores PQ protegem a operação no plano de potência ativa e reativa, reduzindo risco de subexcitação ou sobreexcitação; e o limitador de sobrecorrente de excitação limita esforços térmicos no sistema de campo. Esses elementos são fundamentais porque um AVR pode apresentar boa resposta em ensaio de degrau e, ainda assim, não ser operacionalmente adequado se seus limitadores forem instáveis, mal coordenados ou não seletivos.

1.2 Controle PID aplicado à regulação automática de tensão

Grande parte dos reguladores industriais pode ser interpretada, em sua base dinâmica, por meio de estruturas PID ou PI. A ação proporcional contribui para correção rápida do erro de tensão; a ação integral elimina ou reduz o erro em regime permanente; e a ação derivativa, quando empregada com filtragem adequada, contribui para amortecimento e redução de oscilações. Obras clássicas de controle, como Aström e Hägglund [8] e Ogata [9], fornecem a base teórica para essa interpretação, enquanto estudos recentes aplicados a sistemas de potência exploram sintonia PID, métodos metaheurísticos e comparação com controladores inteligentes em malhas de AVR [11-13,15].

Em modo automático de regulação de tensão, o erro de controle pode ser definido como a diferença entre a tensão de referência e a tensão terminal medida:

$$e_v(t) = V_{\text{ref}}(t) - V_t(t) \quad (1)$$

$$u_f(t) = V_p \left[e_v(t) + \frac{1}{T_n} \int_0^t e_v(\tau) d\tau + T_v \frac{de_v(t)}{dt} \right] \quad (2)$$

$$G_{\text{PID}}(s) = \frac{U_f(s)}{E_v(s)} = V_p \left(1 + \frac{1}{T_n s} + T_v s \right) \quad (3)$$

$$G_{\text{PID}}(s) = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d s \quad (4)$$

$$K_p = V_p \quad (5)$$

$$K_i = \frac{V_p}{T_n} \quad (6)$$

$$K_d = V_p T_v \quad (7)$$

$$M_p(\%) = \frac{y_{\text{max}} - y_{\text{final}}}{y_{\text{final}}} \times 100 \quad (8)$$

Nas Equações (1)-(8), $V_{\text{ref}}(t)$ representa a referência de tensão, $V_t(t)$ representa a tensão terminal medida, $e_v(t)$ é o erro de tensão, $u_f(t)$ é o sinal de controle aplicado ao sistema de excitação, V_p representa o ganho proporcional industrial, T_n o tempo de reset integral e T_v a constante de tempo derivativa. A correspondência com a forma paralela clássica permite interpretar K_p como ganho proporcional, K_i como ganho integral e K_d como ganho derivativo. O sobressinal percentual M_p é utilizado como indicador prático de amortecimento e qualidade de resposta transitória.

Essa formulação não pretende reproduzir todos os detalhes proprietários do regulador digital, nem substituir modelos normalizados de estabilidade. Seu propósito é estabelecer uma ponte interpretativa entre os parâmetros industriais de sintonia e os indicadores observáveis em campo. Na prática de comissionamento, aumentos excessivos da ação proporcional podem acelerar a resposta, mas também elevar o sobressinal; ação integral insuficiente pode deixar erro residual; ação integral excessiva pode induzir oscilação lenta; e ação derivativa ou amortecimento equivalente pode reduzir oscilação quando adequadamente configurado.

1.3 Estudos por simulação, otimização e estimação de parâmetros

Publicações recentes frequentemente tratam o AVR como um problema de controle e otimizam parâmetros PID por enxame de partículas, algoritmos genéticos, métodos neuro-fuzzy ou outras técnicas metaheurísticas [11-13,15]. Esses estudos são relevantes porque permitem comparar objetivamente diferentes estratégias sob condições controladas, geralmente avaliando redução de sobressinal, menor tempo de acomodação, menor erro estacionário e melhor amortecimento em respostas ao degrau.

Contudo, estudos baseados em simulação costumam utilizar funções de transferência simplificadas ou bancadas numéricas que não reproduzem integralmente as restrições de comissionamento, como limitação de número de perturbações, restrições de proteção da máquina, continuidade operacional da planta, resolução de medição, comportamento de vibração e interação com limitadores reais de excitação. Por isso, a qualidade científica de uma avaliação em campo depende não apenas da formulação do controlador, mas da forma como as evidências medidas são estruturadas, interpretadas e discutidas.

Outra linha de pesquisa envolve a estimação de parâmetros de geradores e sistemas de excitação a partir de eventos reais ou respostas transitórias medidas [7,11]. Essa abordagem aproxima-se da prática de campo, pois utiliza dados reais e validação por eventos. Entretanto, muitos estudos de identificação concentram-se na reconstrução

matemática do modelo, deixando em segundo plano o conjunto mais amplo de evidências de comissionamento necessário para concluir se a máquina está apta à operação assistida ou comercial.

1.4 Comparação com abordagens anteriores e lacuna de pesquisa

A literatura anterior pode ser agrupada em três correntes principais: normas e referências de modelagem, que definem linguagem e procedimentos de ensaio; estudos de projeto e otimização de controladores, que comparam PID e algoritmos avançados principalmente por simulação; e estudos de estimação de parâmetros, que utilizam transientes medidos para apoiar identificação de modelos. A limitação comum dessas correntes, para fins de comissionamento, é que elas raramente integram em uma única avaliação as curvas características, inspeção do caminho brushless, ensaios de isolamento, medições de vibração, validação de limitadores, registros de partida e métricas transitórias.

A lacuna de pesquisa tratada neste artigo é a ausência de uma estrutura reproduzível e orientada ao campo que converta evidências industriais de comissionamento em avaliação científica da adequação de um sistema de excitação. Em particular, a lacuna envolve a integração de métricas dinâmicas medidas, consistência das curvas a vazio e em curto-circuito, inspeção do caminho de excitação brushless, validação supervisionada de limitadores, vibração, tendências de partida e interpretação por teoria clássica de controle.

TABELA 1. Comparação entre o presente estudo e as principais correntes da literatura.

Corrente da literatura	Contribuição típica	Limitação para comissionamento	Como este estudo responde
Normas e modelos [1,2]	Linguagem comum para ensaios e modelos de excitação	Não estruturam registros reais como estudo científico completo	Usa as normas como base e organiza evidências reais de campo
PID e otimização [8,9,11-13,15]	Comparação de controladores e melhoria de resposta transitória	Frequentemente baseados em simulação ou funções simplificadas	Emprega dados reais de comissionamento de gerador de 13,8 kV
Excitação brushless [10,14]	Análise da arquitetura e da desexcitação brushless	Foco estrutural, sem validação completa de comissionamento	Avalia caminho brushless junto com curvas, limitadores e vibração
Estimação por eventos [7,11]	Uso de transientes medidos para interpretação de modelos	Ênfase na identificação, não na aceitação operacional	Conecta eventos medidos com evidência de aceitação e limitações explícitas

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Unidade ensaiada

A campanha experimental foi conduzida durante o comissionamento de um gerador síncrono brushless WEG de 13,8 kV, 31,25 MVA, 60 Hz e 1800 rpm, acionado por turbina a vapor. O sistema de excitação utilizou regulador digital ABB UNITROL 1020, e a supervisão de proteção foi realizada por relé SEL-700G. Os principais dados nominais estão apresentados na Tabela 2.

TABELA 2. Dados nominais do conjunto gerador ensaiado.

Parâmetro	Valor
Fabricante	WEG
Modelo	ST41-900
Tensão nominal	13,8 kV
Corrente nominal	1307 A
Potência aparente	31,25 MVA
Frequência	60 Hz
Rotação	1800 rpm
Regulador de excitação	ABB UNITROL 1020
Relé de proteção	SEL-700G
Tensão de entrada de excitação	83,2 Vcc
Corrente de saída de campo	325,3 Acc
Tensão de saída da PMG	170 Vca

2.2 Registro dos parâmetros operacionais do AVR em serviço

Para complementar a rastreabilidade metodológica, foi incorporado ao estudo o arquivo de parâmetros do ABB UNITROL 1020 exportado pelo software CMT1000 v6.320. O arquivo foi salvo em 26/01/2025, identifica o AVR pelo número de série 00046224/9013 e registra a versão de software de controle e MCU 6.320. Esses dados permitem demonstrar quais ajustes permaneceram efetivamente em operação na máquina ensaiada, reduzindo a incerteza associada à descrição do método de sintonia e das funções limitadoras.

A Tabela 3 resume os principais parâmetros operacionais utilizados como base documental dos ensaios. Esses valores não substituem registros ambientais, térmicos ou metrológicos de laboratório, mas fortalecem a exigência metodológica da revista porque documentam a base real de configuração do regulador, incluindo escalas de medição, rampas, ganhos de controle, droop, limitadores, critérios de sincronismo e funções de supervisão. Portanto, *R4EM*, v. 8, n. 1, p.135-155 2026.

DOI: <https://doi.org/10.21708/issn27635325.v8n1.a15345.2026>

os parâmetros podem ser usados como evidência técnica de campo para corroborar a reprodutibilidade do estudo, desde que apresentados como parametrização operacional do AVR e não como calibração laboratorial completa.

TABELA 3. Parâmetros operacionais do ABB UNITROL 1020 utilizados como base documental dos ensaios de comissionamento.

Grupo	Parâmetros operacionais preservados no UNITROL 1020	Função na análise dos ensaios
Identificação do registro	CMT1000 v6.320; arquivo salvo em 26/01/2025; AVR S/N 00046224/9013; Control SW/MCU 6.320.	Demonstra rastreabilidade da parametrização utilizada na máquina ensaiada.
Base nominal e medição	UM/UNet nominal = 13,8 kV; secundário TP = 115 V; IM2 nominal = 1307 A; TC = 1500/5 A; frequência = 60 Hz; Ie nominal = 10,4 A.	Define as bases elétricas para interpretação de tensão terminal, corrente de armadura, corrente de excitação e sincronismo.
Excitação e margem dinâmica	Ie em vazio = 29,2%; Kceiling = 11,76 V/V; Xq = 2,16; PMG/entrada conforme registro do sistema.	Indica margem disponível de excitação e coerência com a resposta dinâmica observada.
Soft-start	Starting level = 5,0%; hold time = 1,0 s; ramp time = 10,0 s; line charging starting level = 15,0%; line charging ramp time = 10,0 s.	Corroborar o escorvamento progressivo e a ausência de elevação abrupta de tensão na partida.
Malha automática de tensão	Vp = 9,5; Tb = 0,40 s; Ta = 2,80 s; droop Kq = -5,0%; derivation gain Kb = 3.	Fornece a base real para interpretar a resposta de tensão terminal, sobressinal e tempo de acomodação.
Malha PF/Var/PQ	Vp = 10,0; Ta = 3,00 s; deadband do regulador Q = 2,0%; on delay = 5,0 s.	Documenta a parametrização das funções de potência reativa e sua interação com a regulação principal.
Modo manual / limitador Ie	Vp = 7,0; Ta = 1,00 s.	Sustenta a análise da malha de corrente de campo e dos ensaios em FCR/manual.
Setpoint automático de tensão	Initial = 100,0%; mínimo = 90,0%; máximo = 110,0%; ramp rate = 0,30%/s; reset ao valor inicial habilitado.	Mostra a faixa operacional permitida e a velocidade de mudança de referência.
Limitador V/Hz	fKnee = 57,0 Hz; slope = 90,0%; measurement delay = 1000 ms; Udrop = 10,0%; hold time = 10,0 s; recovery time = 10,0 s.	Comprova a configuração da proteção contra sobrefluxo durante baixa frequência ou condição transitória.
Limitador IeMax	Máximo = 150,0% por 1,0 s; delayed = 120,0% por 30,0 s; continuous = 105,0%; ativo = TRUE.	Define os limites térmicos e transitórios de sobrecorrente de excitação.
Limitador PQ / UEL	Q mínimo: -45% em P=0%, -32% em 25%, -28% em 50%, -22% em 75%, 0% em 100%; dependência de tensão ativa.	Documenta a curva de subexcitação/potência reativa usada na validação operacional.
Limitador de tensão terminal	UM mínimo = 90,0%; UM máximo = 110,0%; ambos ativos.	Confirma a janela de tensão permitida pelo regulador durante operação e ensaios.
Sincronismo	Delta U máximo = 5,00%; ângulo máximo = 10 graus; tempo total de fechamento do disjuntor = 90 ms; voltage matching habilitado.	Relaciona a regulação de tensão à prontidão para sincronismo seguro.
Monitoramento de diodos	Ativo = TRUE; alarme = 5,0% por 10,0 s; trip = 20,0% por 0,3 s.	Corroborar a supervisão do caminho brushless e a proteção da ponte retificadora rotativa.
Parâmetros de máquina no assistente de sintonia	Xd = 2,19 pu; Xd' = 0,27 pu; Td0' = 3,08 s; Ksat = 1,10; Ke = 1,00; Kd = 0,50; Kc = 0,10; Kg = 0,60; overshoot alvo = 15,0%.	Relaciona a sintonia do AVR às características elétricas inseridas para suporte ao ajuste dinâmico.

2.3 Condições de campo e premissas de registro

Os ensaios foram executados em ambiente industrial durante fase de comissionamento e partida assistida. Como característica típica desse tipo de campanha, algumas condições ambientais e térmicas foram monitoradas operacionalmente, mas nem todas permaneceram registradas de forma metrológica no dossiê final de campo. Assim, temperatura ambiente, umidade relativa, estado térmico inicial detalhado da máquina e condições exatas da rede no instante de sincronismo são tratados como variáveis de campo não totalmente controladas, devendo ser consideradas limitações experimentais.

A condição térmica inicial da máquina foi avaliada de forma operacional antes das etapas dinâmicas, por inspeção de prontidão, checagem de alarmes, verificação de tendências térmicas disponíveis no sistema supervisor e confirmação de ausência de impedimentos de proteção. A rede elétrica foi considerada apta ao sincronismo quando as condições usuais de tensão, frequência e permissivos de sincronismo permaneceram dentro dos critérios de operação da planta e do sistema de proteção. Essa abordagem é compatível com comissionamento industrial, mas difere de ensaios laboratoriais com controle ambiental integral.

Para preservar a rastreabilidade, as grandezas foram interpretadas a partir de registros do regulador, telas de supervisão, tendências históricas, registros de proteção e medições de campo. Quando a documentação original não continha valor numérico de incerteza ou calibração individual, a incerteza foi tratada de modo conservador como associada à resolução dos canais, tolerância de extração por cursor, repetibilidade visual das formas de onda e classe típica dos instrumentos empregados em comissionamento.

2.4 Sequência experimental passo a passo

Etapa 1 - Verificação preliminar e segurança: Foram confirmadas as condições de liberação operacional, aterramentos temporários quando aplicáveis, permissivos de proteção, disponibilidade do sistema auxiliar, prontidão da PMG, integridade aparente do painel de excitação e ausência de alarmes impeditivos.

Etapa 2 - Ensaios de isolamento: Foram verificados os níveis de resistência de isolamento e condição dielétrica conforme prática de ensaio de máquinas elétricas, utilizando a IEEE Std 43 como referência para interpretação geral [3]. O objetivo foi confirmar ausência de condição crítica antes da energização e da elevação de tensão.

Etapas 3 - Inspeção do sistema brushless: Foram inspecionados visual e funcionalmente os elementos do caminho de excitação, incluindo excitatriz, retificador rotativo, conexões, cabos, bornes, aterramentos, alimentação PMG e interface do regulador.

Etapas 4 - Curva em curto-circuito: Com os terminais do gerador em condição controlada de curto-circuito de ensaio, a corrente de excitação foi elevada de forma gradual e supervisionada, registrando-se a corrente de armadura correspondente. A finalidade foi verificar linearidade aproximada, coerência do caminho de excitação e resposta da máquina em condição controlada.

Etapas 5 - Curva a vazio: Com a máquina em rotação nominal e sem carga, a excitação foi elevada progressivamente, registrando-se a tensão terminal em função da corrente de campo. A finalidade foi identificar a tendência de saturação magnética e confirmar que a faixa de excitação utilizada pelo AVR era compatível com a tensão nominal.

Etapas 6 - Escorvamento e partida: Foi monitorado o build-up automático de tensão, observando estabilidade, ausência de oscilação sustentada, coerência entre referência e tensão terminal e ausência de alarmes críticos.

Etapas 7 - Sintonia e validação em FCR: Em modo de regulação de corrente de campo, aplicou-se degrau de 5% na referência de corrente de campo. Foram extraídos tempo de subida, tempo de acomodação e sobressinal máximo.

Etapas 8 - Sintonia e validação em AVR: Em modo automático de regulação de tensão terminal, aplicou-se degrau de 5% na referência de tensão. Foram extraídos os mesmos indicadores transitórios, comparando-se a resposta com o comportamento esperado de uma malha adequadamente amortecida.

Etapas 9 - Validação supervisionada de limitadores: Funções limitadoras foram ativadas temporariamente e sob supervisão, com o objetivo de confirmar atuação previsível, retorno controlado e ausência de interferência instável na regulação principal.

Etapas 10 - Medição de vibrações: Foram realizadas medições globais de vibração em posições horizontais, verticais e axiais nos lados acoplado e não acoplado, em condições sem excitação, com excitação e em ponto de carga documentado.

Etapas 11 - Análise integrada: As evidências elétricas, mecânicas e de controle foram analisadas em conjunto para concluir sobre a adequação do sistema de excitação ao comissionamento.

2.5 Aquisição, processamento de dados e incerteza

Os registros de resposta transitória foram obtidos a partir do ambiente de comissionamento do regulador ABB UNITROL 1020, incluindo o software CMT1000 e registros correlatos de supervisão. Além das formas de onda, foi utilizado o arquivo de parâmetros do UNITROL 1020 como evidência da configuração efetiva da máquina. O registro preservou versão de software, bases de medição, ganhos da malha automática, ganhos da malha PF/Var/PQ, parâmetros da malha manual/corrente de campo, rampas de referência, limitadores V/Hz, IeMax, PQ e UM, critérios de sincronismo e monitoramento de diodos. A taxa de amostragem efetiva, a resolução individual de cada canal e os filtros internos aplicados às capturas oscilográficas não estavam explicitamente documentados no pacote final de campo. Por essa razão, os resultados são apresentados como métricas de engenharia extraídas de registros de comissionamento, complementadas pela parametrização operacional do AVR, e não como estimativas metrológicas de laboratório. As evidências visuais originais da máquina ensaiada, do painel de excitação e das telas reais dos ensaios executados no ABB UNITROL 1020 por meio do software CMT1000 são apresentadas no APÊNDICE A1, como suporte documental à metodologia crítica executada em campo.

As formas de onda foram avaliadas por inspeção dos registros oscilográficos e extração por cursor dos principais pontos temporais. O tempo de subida foi definido como o intervalo necessário para a variável controlada evoluir da condição inicial até a proximidade da nova referência após o degrau. O tempo de acomodação foi definido como o intervalo necessário para a variável permanecer dentro de uma faixa aceitável ao redor do valor final, sem oscilação sustentada relevante para a operação. O sobressinal foi calculado conforme a Equação (8).

Quando registros repetidos não estavam disponíveis, a incerteza foi interpretada a partir da resolução visual do registro, estabilidade da forma de onda, tolerância de leitura por cursor e coerência com as tendências operacionais. Essa abordagem é coerente com validação de comissionamento, na qual segurança da planta, disponibilidade operacional e limites de proteção restringem a repetição de perturbações.

2.6 Método prático de sintonia PI/PID

A sintonia foi conduzida de modo incremental e conservador, conforme prática de comissionamento de reguladores industriais e com apoio dos parâmetros efetivamente gravados no UNITROL 1020. Na malha automática de tensão, os parâmetros operacionais registrados foram $V_p = 9,5$, $T_a = 2,80$ s, $T_b = 0,40$ s, $\text{droop } K_q = -5,0\%$ e ganho derivativo $K_b = 3$. Na malha PF/Var/PQ, foram preservados $V_p = 10,0$, $T_a = 3,00$ s, banda morta de $Q = 2,0\%$ e atraso de entrada $= 5,0$ s. Na malha manual/corrente de campo, os registros indicaram $V_p = 7,0$ e $T_a = 1,00$ s. Inicialmente, buscou-se garantir estabilidade da malha com resposta sem oscilação sustentada. Em seguida, a ação proporcional foi mantida em nível suficiente para obter velocidade de correção compatível com a dinâmica da máquina, evitando sobressinal excessivo. A ação integral foi preservada em tempos compatíveis com convergência ao valor de referência sem induzir oscilação lenta. A componente derivativa/amortecedora, representada por T_b e

K_b na parametrização industrial, contribuiu para resposta amortecida sem amplificação indevida de ruído de medição.

Dessa forma, a análise passa a utilizar os valores reais de operação do regulador como base documental dos ensaios. A correspondência com a formulação PID clássica deve ser entendida como aproximação interpretativa, pois o ABB UNITROL 1020 utiliza nomenclatura industrial própria, filtragens internas e funções adicionais de limitação. Ainda assim, a disponibilidade dos valores V_p , T_a , T_b , K_q , K_b e das rampas/limitadores fortalece a reprodutibilidade do estudo e atende de forma mais robusta à necessidade de descrever como os ganhos foram definidos e preservados na prática de comissionamento.

2.7 Medição de vibrações e critério normativo

As vibrações foram medidas como velocidade global de vibração em mm/s, em posições horizontais, verticais e axiais nos mancais ou pontos representativos do lado acoplado e do lado não acoplado. O critério de aceitação adotado considerou a ISO 10816-3 e sua atualização pela ISO 20816-3 para avaliação de vibração em partes não rotativas de máquinas industriais [16,17]. Para máquinas industriais de grande porte do Grupo 1 em base rígida, o limite de referência entre as zonas A/B é frequentemente tratado como 2,3 mm/s RMS, valor adotado neste estudo como referência conservadora de condição satisfatória.

A maior vibração global registrada foi de 2,26 mm/s, ligeiramente abaixo do valor de referência de 2,3 mm/s RMS. Essa proximidade recomenda acompanhamento em operação, mas, dentro do critério adotado, não indicou condição impeditiva ao comissionamento.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Parametrização operacional documentada do UNITROL 1020

A incorporação do arquivo de parâmetros confirmou que a avaliação dinâmica foi realizada com uma configuração industrial identificável e preservada. A malha automática de tensão permaneceu configurada com $V_p = 9,5$, $T_a = 2,80$ s, $T_b = 0,40$ s, droop $K_q = -5,0\%$ e $K_b = 3$. Esses valores são coerentes com a resposta registrada no ensaio de tensão terminal, que apresentou tempo de subida de 350 ms, tempo de acomodação de 950 ms e sobressinal de 1,3%. A malha manual/corrente de campo, com $V_p = 7,0$ e $T_a = 1,00$ s, também é compatível com a resposta de campo documentada, caracterizada por tempo de subida de 750 ms, tempo de acomodação de 1350 ms e sobressinal de 1,7%.

Os limitadores registrados reforçam a interpretação operacional dos ensaios: o limitador V/Hz foi configurado com joelho em 57 Hz e atraso de medição de 1000 ms; o I_{eMax} permaneceu ativo com limites de 150%, 120% retardado e 105% contínuo; o limitador PQ apresentou curva de subexcitação em função da potência ativa; e os limites de tensão terminal foram mantidos entre 90% e 110%. Assim, a resposta dinâmica observada não deve ser interpretada isoladamente, mas como resultado de uma parametrização completa de controle, referência, limitação e supervisão.

3.2 Curvas características

As curvas de curto-circuito e a vazão obtidas durante o comissionamento apresentaram comportamento compatível com o esperado para geradores síncronos. A corrente de curto-circuito aumentou de forma coerente com a corrente de excitação na faixa ensaiada, enquanto a característica a vazão apresentou tendência progressiva de saturação. Esse resultado apoia a integridade do caminho de excitação brushless e a adequação da faixa operacional de controle utilizada durante o comissionamento.

3.3 Métricas de resposta dinâmica

O comportamento dinâmico registrado indicou respostas rápidas e amortecidas nos dois modos avaliados. A Tabela 4 resume as métricas extraídas dos ensaios com degrau de 5%.

TABELA 4. Métricas dinâmicas obtidas nos ensaios com degrau de 5%.

Modo de controle	Degrau aplicado	Tempo de subida	Tempo de acomodação	Sobressinal máximo
Regulação de corrente de campo	5%	750 ms	1350 ms	1,7%
Regulação de tensão terminal	5%	350 ms	950 ms	1,3%

3.4 Comportamento de vibração

As medições globais de vibração permaneceram abaixo do limite de referência adotado de 2,3 mm/s RMS. A Tabela 5 apresenta os níveis medidos sem excitação, com excitação e no maior ponto de carga documentado, de 11,5 MW. O maior valor global registrado foi de 2,26 mm/s na posição MLNA-A sob carga, permanecendo compatível com o critério de aceitação aplicado.

TABELA 5. Níveis globais de vibração medidos nas condições documentadas.

Posição	Sem excitação (mm/s)	Com excitação (mm/s)	A 11,5 MW (mm/s)
MLA-H	0,60	0,77	1,47
MLA-V	0,40	0,60	0,85

Posição	Sem excitação (mm/s)	Com excitação (mm/s)	A 11,5 MW (mm/s)
MLA-A	0,86	1,00	1,37
MLNA-H	0,64	0,62	0,89
MLNA-V	0,65	0,79	1,67
MLNA-A	0,98	1,27	2,26

3.5 Evidências operacionais de campo

Os registros de campo também documentaram escorvamento automático da tensão, validação supervisionada de limitadores e acompanhamento de tendências térmicas, corrente de excitação, corrente de armadura, tensão terminal e potência ativa. Em conjunto, essas evidências indicam que as métricas transitórias aceitáveis não foram observações isoladas, mas parte de um padrão mais amplo de comportamento coerente da máquina durante o comissionamento e a operação assistida.

3.6 Discussão técnica dos resultados

Os resultados confirmam que a adequação de um regulador de excitação em comissionamento industrial não deve ser julgada apenas pelo fato de o gerador atingir a tensão nominal. A qualidade do comissionamento deve incluir a velocidade e o amortecimento da resposta, a coerência das curvas características, a previsibilidade dos limitadores e a ausência de evidências eletromecânicas anormais, como vibração excessiva ou tendências instáveis.

As respostas medidas em corrente de campo e tensão terminal foram compatíveis com uma condição de controle equilibrada. O baixo sobressinal e os curtos tempos de acomodação indicam que a ação proporcional foi suficiente para correção rápida sem induzir oscilação relevante, enquanto os efeitos integral e de amortecimento foram adequados para reduzir erro residual e manter estabilidade. Essa interpretação está alinhada à estrutura clássica PID descrita por Aström e Hägglund [8] e Ogata [9], bem como aos estudos de AVR que empregam tempo de subida, sobressinal e tempo de acomodação como indicadores centrais de desempenho [11-13,15].

Em comparação com estudos de otimização PID por simulação, o presente trabalho oferece contribuição distinta. Enquanto esses estudos permitem comparar algoritmos sob condições numéricas controladas, eles geralmente não incorporam ensaios de isolamento, curvas a vazio e em curto-circuito, evidência mecânica de vibração, ativação supervisionada de limitadores e restrições práticas de um ambiente de comissionamento industrial energizado. O avanço deste artigo está na integração desses elementos normalmente separados em uma estrutura de avaliação rastreável.

Em relação às normas de ensaio e modelagem, o estudo não pretende substituir procedimentos padronizados. Ao contrário, utiliza a lógica da IEEE Std 421.5 e da IEEE Std 115 como base para uma narrativa científica mais ampla [1,2]. A contribuição consiste em conectar tais procedimentos à decisão prática de campo: se a resposta dinâmica, o caminho de excitação, a atuação dos limitadores e a condição mecânica são mutuamente coerentes para sustentar a aceitação do comissionamento.

Comparado a estudos de estimação de parâmetros, o presente trabalho é menos ambicioso em reconstrução matemática, mas mais abrangente em validação operacional. Não se reivindica identificar todos os parâmetros do gerador e do regulador. Em vez disso, demonstra-se que, mesmo quando ajustes proprietários ou registros históricos incompletos impedem reconstrução total de V_p , T_n e T_v , o engenheiro de comissionamento pode produzir avaliação cientificamente defensável ao relacionar transientes medidos, curvas características, limitadores e vibração.

Portanto, o avanço em relação ao estado da arte não é um novo controlador ou algoritmo de otimização, mas uma metodologia reproduzível para transformar evidências de campo em avaliação científica da adequação de um sistema de excitação. Essa distinção é importante porque plantas reais frequentemente não podem ser submetidas a campanhas extensas de perturbação experimental, exigindo equilíbrio entre rigor científico, segurança, disponibilidade e restrições operacionais.

3.7 Limitações do estudo

Este estudo apresenta limitações. Primeiro, baseia-se em um único estudo de caso industrial, o que limita a generalização direta para geradores de outras potências, topologias, ambientes operacionais e famílias de reguladores. Segundo, restrições operacionais da planta limitaram o número de perturbações repetíveis, reduzindo a profundidade do tratamento estatístico formal. Terceiro, embora o arquivo de parâmetros do UNITROL 1020 tenha preservado a configuração operacional efetiva do regulador, incluindo V_p , T_a , T_b , droop, rampas e limitadores, a documentação não permite reconstruir todos os algoritmos internos proprietários, filtros digitais e lógicas fechadas do fabricante.

Quarto, a taxa de amostragem efetiva das capturas, a resolução de todos os canais e os filtros internos do sistema de aquisição não estavam integralmente documentados no pacote final, razão pela qual as métricas são apresentadas como indicadores de engenharia de comissionamento, ainda que agora apoiadas pela parametrização real do AVR. Quinto, variáveis ambientais e térmicas, como temperatura ambiente, umidade relativa e estado térmico inicial detalhado da máquina, não foram registradas com controle laboratorial. Sexto, a validação do modelo foi realizada

em sentido analítico simplificado, e não por simulação eletromagnética completa ou identificação paramétrica detalhada. Ainda assim, o caso permanece relevante como estudo de campo estruturado e apoiado por evidências rastreáveis.

4. CONCLUSÃO

Este artigo apresentou uma avaliação experimental e apoiada por modelo de um regulador automático de tensão ABB UNITROL 1020 durante o comissionamento de um gerador síncrono brushless de 13,8 kV, incorporando também os parâmetros operacionais efetivamente gravados no regulador em serviço. As evidências de campo documentadas mostraram características de curto-circuito e a vazio coerentes, escorvamento automático estável, baixo sobressinal, curtos tempos de acomodação, atuação seletiva de limitadores e níveis de vibração compatíveis com o critério normativo adotado.

Nos ensaios de degrau reportados, o modo de regulação de corrente de campo apresentou tempo de subida de 750 ms, tempo de acomodação de 1350 ms e sobressinal de 1,7%, enquanto o modo automático de regulação de tensão apresentou tempo de subida de 350 ms, tempo de acomodação de 950 ms e sobressinal de 1,3%. A maior vibração global registrada foi de 2,26 mm/s, permanecendo abaixo do limite de referência de 2,3 mm/s RMS adotado a partir da ISO 10816-3/ISO 20816-3 para a condição considerada.

Além da unidade específica ensaiada, a principal contribuição do trabalho é metodológica. O estudo demonstra que o desempenho de reguladores de excitação em comissionamento real pode ser avaliado por uma estrutura científica que combina medições de campo, consistência de curvas características, parametrização operacional do AVR, evidência operacional, comparação com a literatura, limitações explícitas e interpretação por PID clássico. Nesse sentido, o artigo avança em relação a um relatório convencional de comissionamento ao transformar dados práticos de partida e ajustes reais do regulador em avaliação analítica da adequação do sistema de excitação.

Como trabalhos futuros, recomenda-se incluir ensaios repetidos de perturbação, propagação quantitativa de incertezas, estimação completa de parâmetros do modelo, comparação entre diferentes reguladores e avaliação de respostas sob maior variedade de cargas e condições de rede. Essas etapas permitirão validação estatística mais ampla e maior generalização da estrutura proposta.

AGRADECIMENTOS

Financiamento: O autor declara que não recebeu financiamento específico para este estudo.

Conflitos de interesse: O autor declara não haver conflito de interesse.

Contribuições do autor: Conceitualização, metodologia, investigação, análise formal, visualização e redação do manuscrito original: Sandro Muniz de Souza.

Disponibilidade de dados: Os dados que apoiam os achados deste estudo estão contidos no manuscrito e nos registros suplementares de comissionamento, ou podem ser disponibilizados pelo autor mediante solicitação razoável.

Declaração do Comitê de Ética: Não aplicável.

Declaração de Consentimento Informado: Não aplicável.

Materiais suplementares: Figuras suplementares podem incluir capturas originais de comissionamento, traços de partida, registros de validação de limitadores e exportações de histórico utilizadas para apoiar a rastreabilidade entre o estudo científico e os registros originais de campo.

Agradecimentos: O autor agradece o suporte técnico e operacional recebido durante as atividades de comissionamento e validação de campo.

REFERÊNCIAS

- [1] IEEE Std 421.5-2016. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE, 2016.
- [2] IEEE Std 115-2019. IEEE Guide for Test Procedures for Synchronous Machines Including Acceptance and Performance Testing and Parameter Determination for Dynamic Analysis. IEEE, 2019.
- [3] IEEE Std 43-2013. IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Electric Machinery. IEEE, 2013.
- [4] ABB. UNITROL 1020 Automatic Voltage Regulator - User Manual.
- [5] ABB Switzerland Ltd. UNITROL 1000 Commissioning Instruction and PID Tuning. Document 3BHS399489 E01, 2012.
- [6] WEG. Documentação Técnica para Instalação, Operação e Manutenção de Máquinas Síncronas Brushless.
- [7] Dobrzynski, K. Estimation of synchronous generator and AVR parameters based on gradient and genetic methods. *Przegląd Elektrotechniczny*, 2023.
- [8] Aström, K. J.; Hägglund, T. PID Controllers: Theory, Design, and Tuning. Instrument Society of America, 1995.
- [9] Ogata, K. Modern Control Engineering. Prentice Hall, 2010.
- [10] Chouaba, S. E.; Barakat, A. Controlled brushless de-excitation structure for synchronous generators. *Engineering, Technology & Applied Science Research*, 9(3), 4218-4224, 2019.

- [11] Osman, M.; Milano, F. Development of excitation system modelling approaches for dynamic studies. Proceedings of UPEC, 2021.
- [12] Ezenugu, I. A.; Nwokonko, C. S. Automatic voltage regulator control system for synchronous generator. Saudi Journal of Engineering and Technology, 2024.
- [13] Sajnekar, D. M. et al. Design of PID controller for automatic voltage regulator and direct excitation control system of synchronous generator. International Journal of Engineering Research and Technology, 2018.
- [14] Chouaba, S. E.; Barakat, A. Advanced brushless excitation system with dynamic de-excitation capability. International Review of Electrical Engineering, 2019.
- [15] Sekyere, Y. O. M. et al. Optimizing PID control for automatic voltage regulators using metaheuristic techniques. Results in Engineering, 2025.
- [16] ISO 10816-3. Mechanical vibration - Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts.
- [17] ISO 20816-3. Mechanical vibration - Measurement and evaluation of machine vibration - Part 3: Industrial machinery with power above 15 kW and operating speeds between 120 r/min and 30 000 r/min.

APÊNDICE A1

EVIDÊNCIAS VISUAIS DA MÁQUINA ENSAIADA E DOS ENSAIOS DE CAMPO DO AVR UNITROL 1020

Este apêndice reúne registros visuais complementares da máquina ensaiada, do painel de controle, proteção e excitação, do regulador ABB UNITROL 1020 e das telas reais obtidas durante os ensaios de campo executados com o software CMT1000. As figuras foram incluídas como evidência documental da metodologia crítica de comissionamento, incluindo levantamento das curvas características, partida automática de excitação, ajustes de ganhos PI/PID, resposta a degraus, atuação de limitadores e testes de sincronismo e carga.

FIGURA A1. Registros visuais da máquina ensaiada, placa de dados, caixa terminal, turbina/redutor, excitatriz e mancais.



Figura 2.1: Local da Instalação do Gerador.



Figura 2.2: Placa de dados do gerador.



Figura 2.3: Caixa terminal do gerador.



Figura 2.4: Turbina e redutor fornecidos pela TGM/WEG.



Figura 2.5: Placa de dados da excitatriz.

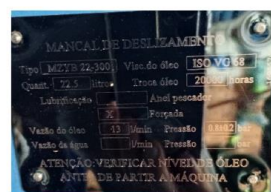


Figura 2.6: Placa de dados mancais LA e LNA.

WEG Equipamentos Elétricos S/A
Av. Prefeito Waldemar Grubba, 3000 - 89256-900 - Jaraguá do Sul - SC - Fone (47) 3276-4000 - Fax (47) 3276-4010 - www.weg.net

FIGURA A2. Painel de controle, proteção e excitação do gerador, vista interna do painel e regulador ABB UNITROL 1020 instalado.



Figura 2.19: Placa de dados da Resistência de Aquecimento.



Figura 2.20: Pino guia soldado.



Figura 2.21: Cubículo de surto e fechamento de neutro (Fornecimento WEG).



Figura 2.22: Painel de Controle, Proteção e Excitação (Vista externa).



WEG Equipamentos Elétricos S/A
Av. Prefeito Waldemar Grubba, 3000 - 89256-900 - Jaraguá do Sul - SC - Fone (47) 3276-4000 - Fax (47) 3276-4010 – www.weg.net

FIGURA A3. Levantamento da curva de curto-circuito do gerador durante o comissionamento.



- 46 – Desbalanço de corrente;
- 50N – Sobre Corrente de Neutro;
- 47 – Sequência de Fase;
- 59 – Sobre Tensão;
- 27 – Sub Tensão;
- 81U e 81O – Sub e Sobre Frequência;
- 24 – Volts/Hertz;

Durante os ensaios de curto-circuito, saturação e energização reversa foi confirmado que o gerador possui sequência de fases positiva horária, igual a sequência de fases da concessionária que o gerador foi testado sendo energizado reversamente com o neutro aberto. Logo, o gerador está apto para iniciar os testes de sincronismo e carga.

Durante os ensaios com excitação a entrada de água do gerador foi mantida fechada para que o interior do gerador fosse aquecido por algum tempo com intuito de eliminar qualquer eventual umidade do interior do gerador.

Abaixo são indicados alguns valores de temperatura e vibração nos mancais do gerador durante os ensaios a vazio.

4.2 Levantamento da curva de curto-circuito do gerador

Realizado levantamento inicial da curva de curto-circuito do gerador. Os valores de corrente foram elevados até 40% da corrente nominal da máquina e pelos dados iniciais os valores obtidos durante o teste indicam conformidade aos dados de projeto do gerador.

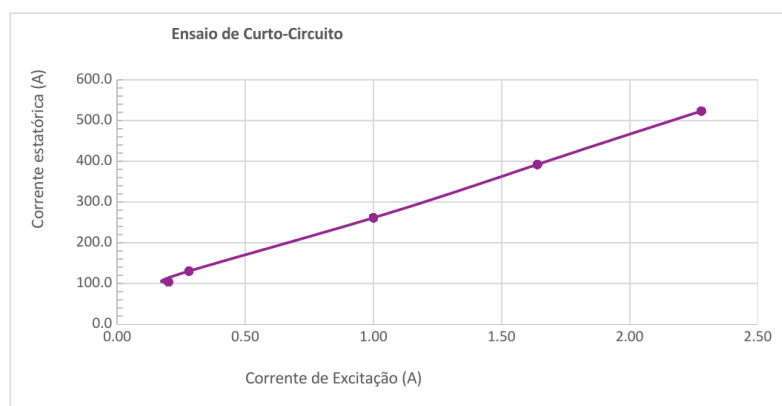


Figura 4.1: Curva de saturação em curto do gerador.

Tabela 4.3 – Valores obtidos durante o levantamento da curva de saturação em curto-circuito do gerador.

	I_M (A)	I_{EXC} (A)	V_{EXC} (V _{cc})
Residual	104,0	0,20	1,82
10% nominal	130,7	0,28	2,65
20% nominal	261,4	1,00	6,64
30% nominal	392,1	1,64	10,58
40% nominal	522,8	2,28	14,36

WEG Equipamentos Elétricos S/A

Av. Prefeito Waldemar Grubba, 3000 - 89256-900 - Jaraguá do Sul - SC - Fone (47) 3276-4000 - Fax (47) 3276-4010 – www.weg.net

22

FIGURA A4. Levantamento da curva de saturação a vazio do gerador durante o comissionamento.



4.3 Levantamento da curva de saturação a vazio do gerador

No gráfico e tabela abaixo é possível observar os valores obtidos para o levantamento da curva de saturação a vazio do gerador. Os valores obtidos em campo são condizentes com os valores verificados na fábrica durante os ensaios do gerador.

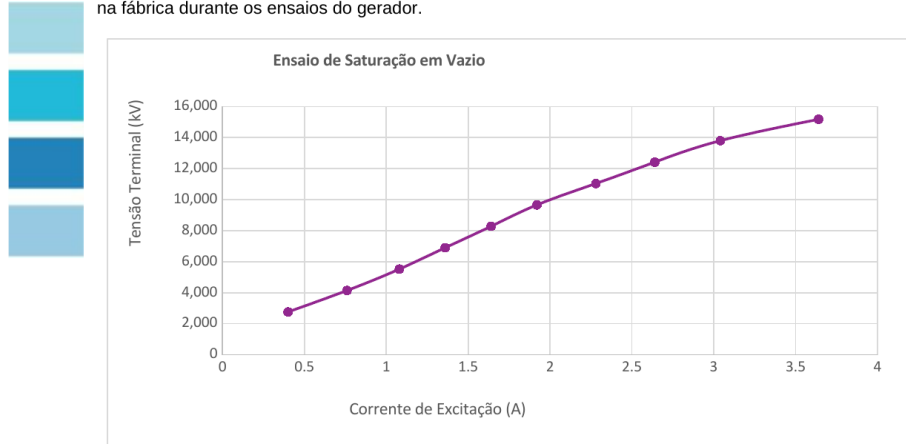


Figura 4.2: Curva de saturação a vazio do gerador.

Tabela 4.4 – Valores obtidos durante o levantamento da curva de saturação a vazio do gerador

%Tensão [kV]	Iexc [Adc]	Uexc [Vdc]	Uest [Vac]
Residual	0	0	707
10% - 1,4 kV	0,1	1,2	1500
20% - 2,7 kV	0,40	3,40	2700
30% - 4,2 kV	0,76	5,40	4200
40% - 5,5 kV	1,08	7,44	5560
50% - 6,9 kV	1,36	9,11	6901
60% - 8,3 kV	1,64	10,96	8355
70% - 9,9 kV	1,92	12,80	9700
80% - 11,0 kV	2,28	14,82	11050
90% - 12,4 kV	2,64	17,04	12410
100% - 13,8 kV	3,04	19,67	13800
110% - 15,2 kV	3,64	23,25	15216

WEG Equipamentos Elétricos S/A

Av. Prefeito Waldemar Grubba, 3000 - 89256-900 - Jaraguá do Sul - SC - Fone (47) 3276-4000 - Fax (47) 3276-4010 – www.weg.net

23

FIGURA A5. Partida automática de excitação do regulador UNITROL 1020 e início dos ajustes de controle manual.

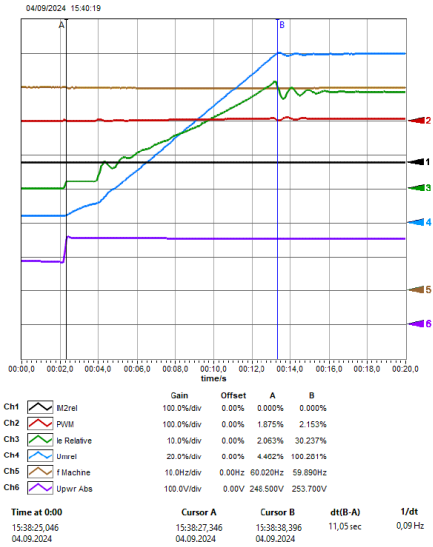


4.4 Parametrização, Ajustes e testes realizados no regulador Unitrol 1020

Concluído a parte de proteções do relé SEL, a vazio, foi realizado ajuste de PID's em modo manual e automático do regulador de tensão, e partida automática de excitação.
No gráfico abaixo é indicado o gráfico de partida automática de excitação em modo MTVC.



Gráfico 4.1: Partida automática de excitação do regulador Unitrol 1020.



4.4.1 Ajuste do ganhos PI para o modo de controle manual (Controle corrente de campo - FCR)

O modo de controle de corrente foi ajustado também, e nos gráficos abaixo é possível observar os degraus dados e a resposta dinâmica do regulador após o ajuste dos ganhos PI do modo controle de corrente.

FIGURA A6. Resposta ao degrau de 5% na malha de corrente de campo em modo FCR, com registros reais do CMT1000.



Gráfico 4.2: Resposta ao degrau de 5% no valor de corrente. Tempo de subida de 750ms.

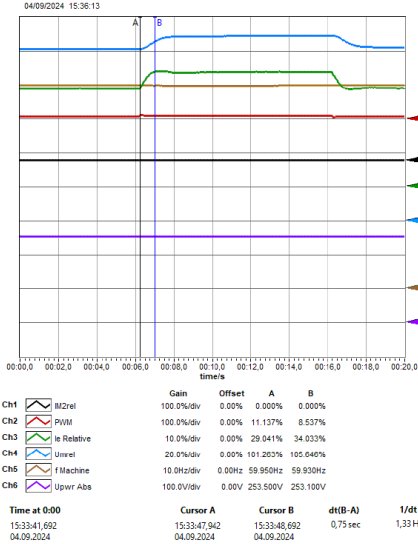


Gráfico 4.3: Estabilização da Ie de 1350ms.

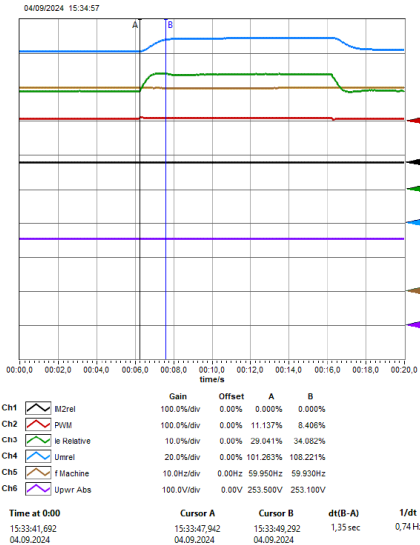
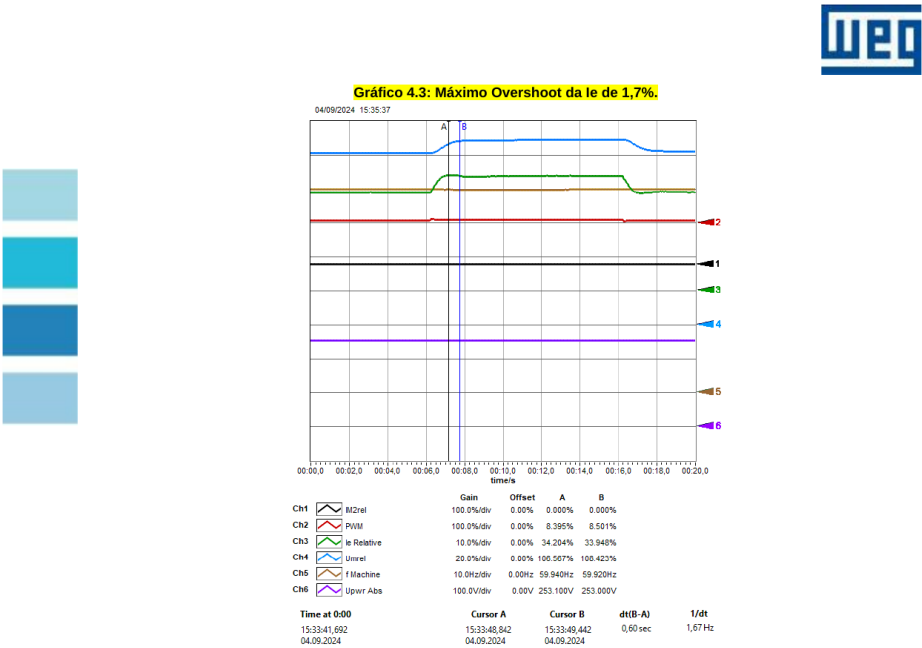


FIGURA A7. Resposta dinâmica adicional da malha de corrente de campo e início do ajuste PID para o modo automático de tensão.



4.4.2 Ajuste do ganhos PID para o modo de controle automático (Controle automatico de tensão - AVR)

Concluído os ajustes dos ganhos do modo de corrente (FCR) foi realizado ajuste dos ganhos do modo de controle de tensão (AVR).
No gráfico abaixo é possível observar a resposta dos ajustes realizados no modo de controle de tensão.

FIGURA A8. Resposta ao degrau de 5% na referência de tensão terminal em modo AVR, com registros reais do CMT1000.



Gráfico 4.4: Resposta ao degrau de 5% na referência de tensão. Tempo de subida de 350ms.

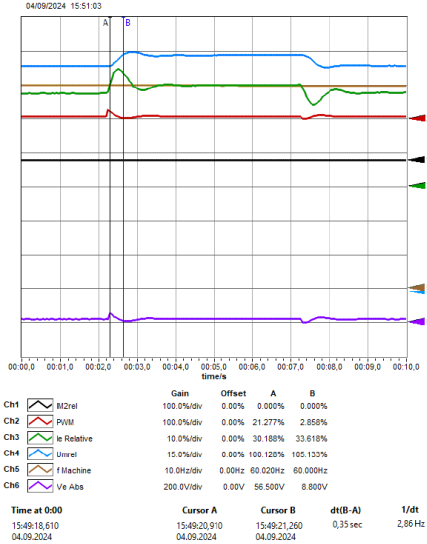


Gráfico 4.5: Resposta ao degrau de 5% na referência de tensão. Tempo de estabilização de 950ms.

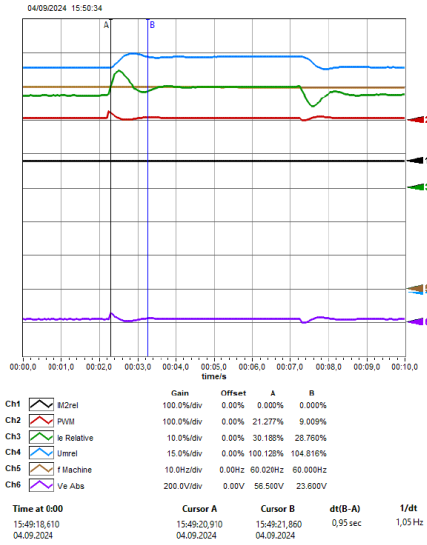
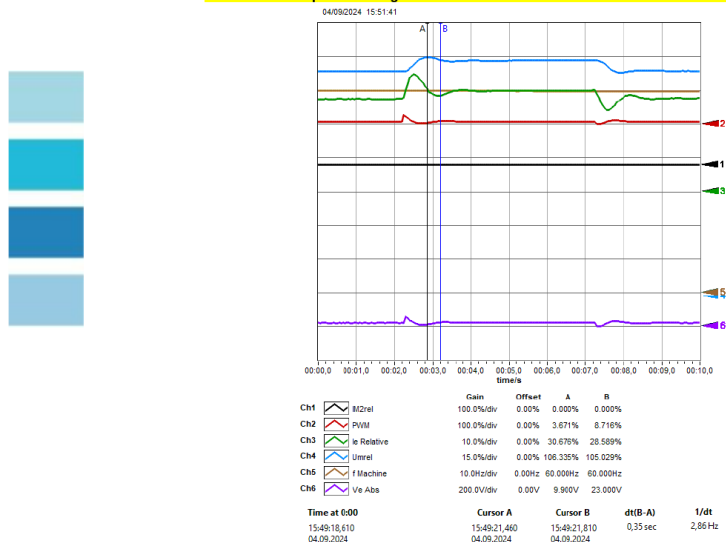


FIGURA A9. Registro complementar da resposta ao degrau no modo automático de tensão e descrição da atuação dos limitadores do AVR.



Gráfico 4.6: Resposta ao degrau de 5% na referência de tensão. Máximo overshoot de 1,3%.



Observando os gráficos acima, é possível verificar que a dinâmica de ajuste para o modo de controle de tensão está satisfatória, pois o tempo de subida, overshoot e tempo de estabilização estão com valores adequados.

4.4.3 Ajuste dos ganhos para o modo de controle de tensão e FP em carga

Para a planta em questão o controle de FP será realizado pelo DSLC, mantendo o regulador sempre em modo de controle de tensão.

4.4.4 Atuação dos limitadores de proteção do regulador de tensão

Os 2 limitadores principais do regulador de tensão foram testados, sendo eles:

1. Limitador volts/hertz;
2. Limitador de sobrecorrente de excitação;
3. Limitador PQ.

Abaixo, nas figuras seguintes é possível observar a atuação destes limitadores de forma correta.

Na figura 4.3 é possível visualizar a atuação do limitador V/HZ atuando com a redução da velocidade da turbina. O valor de atuação do mesmo foi alterado de 57Hz para 59Hz de modo a ativar a atuação do mesmo antes.

Na figura 4.4, indica a atuação do limitador de sobrecorrente de excitação, onde o valor de nível máximo de corrente foi alterado para 27% somente para avaliar atuação do mesmo. Foi utilizado filtro de atraso de 5 segundos.

Na figura 4.5, indica a atuação do limitador de PQ, onde o valor de nível máximo de potência reativa consumida foi alterado para -0,5% somente para avaliar atuação do mesmo. Foi utilizado filtro de atraso de 5 segundos.

WEG Equipamentos Elétricos S/A

Av. Prefeito Waldemar Grubba, 3000 - 89256-900 - Jaraguá do Sul - SC - Fone (47) 3276-4000 - Fax (47) 3276-4010 - www.weg.net

28

FIGURA A10. Telas reais do CMT1000 associadas à atuação de limitadores de sobrecorrente de excitação e supervisão operacional.

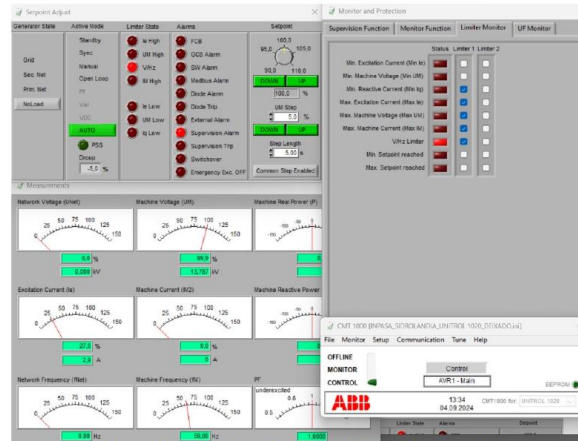


Figura 4.3: Atuação do limitador V/Hz – Limitador Atuado.



Figura 4.4: Atuação do limitador de sobrecorrente de excitação.

WEG Equipamentos Elétricos S/A

Av. Prefeito Waldemar Grubba, 3000 - 89256-900 - Jaraguá do Sul - SC - Fone (47) 3276-4000 - Fax (47) 3276-4010 – www.weg.net

FIGURA A11. Telas reais do CMT1000 associadas aos testes de sincronismo, controle PQ e ensaios iniciais com carga.

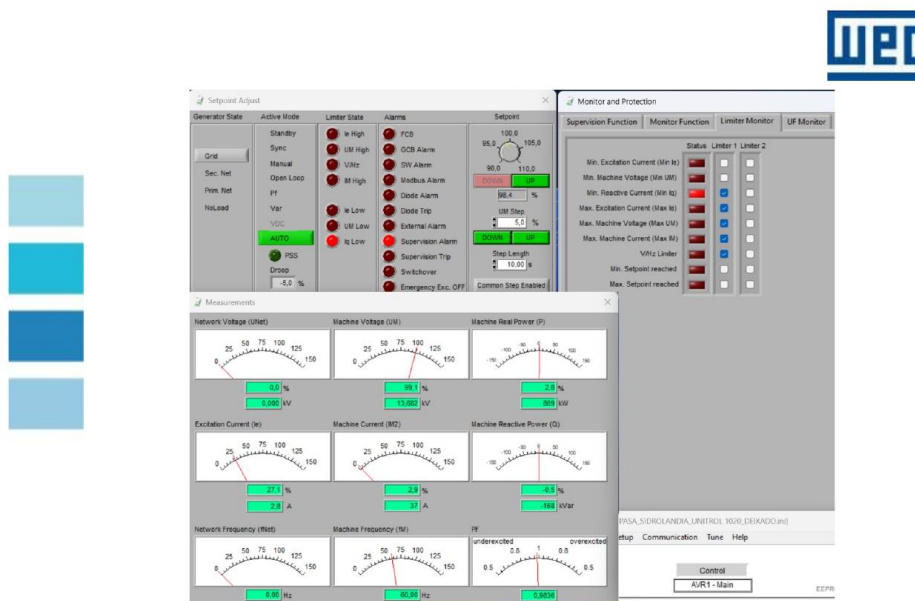


Figura 4.5: Atuação do limitador PQ.

4.5 Testes de sincronismo e carga do gerador

Concluído os testes com o gerador a vazio dado início aos testes de sincronismo e carga com o conjunto gerador/turbina. Foi confirmado durante os testes a vazio que o gerador possui sequencia horaria positiva (A-B-C) como a concessionária.

Realizado dessa forma na sequência teste de falso sincronismo com o disjuntor do gerador extraído para avaliar controle de tensão e “speed bias” do DSLC sobre o RT e RV. Realizado teste de falso sincronismo de maneira satisfatória, tendo como resultado o fechamento do disjuntor na condição extraído.

Na sequência dos testes foi realizado inserção do disjuntor do gerador para sincronismo real em modo local. O primeiro sincronismo ocorreu de modo satisfatório onde foi inserido cerca de 1MW no conjunto. Em seguida, foi realizado novamente o sincronismo do gerador para observar as grandezas elétricas destes equipamentos. Os valores lidos de potência ativa e reativa para todos equipamentos estão iguais, seja para proteção ou medição.

Na condição de sincronismo com a concessionária, foram testados os modos de Controle de Tensão e controle de Fator de Potência. Em ambos os modos os ajustes de setpoint são controlados pelo controlador DSLC e estão operando normalmente.

Para a operação, ficará ajustado o modo de controle de tensão como “Padrão”, podendo o cliente habilitar o modo de controle de fator de potência via supervisão ou remoto (no painel de controle do gerador).

4.6 Ensaios com Carga

Após o sincronismo com a rede, os testes com carga foram iniciados, porém as proteções de Potência Reversa (32R) e Perda de Excitação (40) não puderam ser realizadas devido a Subestação Principal ainda não estar finalizada e a conexão provisória da CIA ser instável. Na sequência foi realizado aumento de carga em degraus.

Os valores de vibração em velocidade, na condição com carga, foram aferidos na carcaça dos mancais do gerador quando chegou-se a máxima carga (11,5MW) e estão apresentados na tabela 4.5. Os valores de vibração foram coletados em diferentes estágios de carga e estão apresentados na tabela 4.6.

WEG Equipamentos Elétricos S/A

Av. Prefeito Waldemar Grubba, 3000 - 89256-900 - Jaraguá do Sul - SC - Fone (47) 3276-4000 - Fax (47) 3276-4010 – www.weg.net

Artigo

Análise de produtividade de usinas solares fotovoltaicas pelo indicador *final yield*: estudo de caso da universidade federal rural do semiárido – UFERSA

Emanuela Iêda Chagas¹, Bruna Gabriela Sales de Freitas², Daniel Carlos de Carvalho Crisóstomo³, Glauco Fonsêca Henriques⁴

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido - emanuela.chagas@alunos.ufersa.edu.br;

²Universidade Federal Rural do Semi-Árido - bruna.freitas@alunos.ufersa.edu.br

³Universidade Federal Rural do Semi-Árido - daniel.crisostomo@ufersa.edu.br

⁴ Universidade Federal de Campina Grande - glaucofh@gmail.com

Recebido: 19/03/2026

Aceito: 13/04/2026

Publicado: 15/07/2026

Resumo: A energia solar fotovoltaica converte a radiação solar em eletricidade por meio de células específicas, sendo uma fonte limpa e renovável. A eficiência das usinas depende de fatores como localização, orientação dos painéis e condições climáticas. No Rio Grande do Norte, observa-se crescimento nos investimentos nesse setor, embora ainda existam poucos estudos sobre o desempenho desses sistemas em universidades. Dessa forma, esta pesquisa analisa a produtividade das usinas fotovoltaicas da UFERSA, utilizando o indicador *Final Yield* para avaliar sua eficiência operacional. Foram consideradas variáveis como clima, desempenho dos equipamentos, manutenção e operação. A metodologia envolveu a coleta e análise de dados de geração de energia ao longo de um período, aplicando o índice yield em relação à capacidade instalada. Os resultados indicam que a Usina 03 de Caraúbas apresentou maior eficiência, devido à tecnologia mais recente. Além disso, verificou-se que fatores como manutenção e qualidade dos equipamentos influenciam mais o desempenho do que a localização.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica; produtividade; eficiência; sustentabilidade; semiárido.

Productivity analysis of solar photovoltaic plants using the final yield indicator: case study of the federal rural university of the semi-arid - UFERSA

Abstract: Photovoltaic solar energy converts solar radiation into electricity through specific cells, representing a clean and renewable energy source. The efficiency of solar plants depends on factors such as location, panel orientation, and climatic conditions. In Rio Grande do Norte, there has been a significant increase in investments in this sector; however, there are still few studies evaluating the performance of photovoltaic systems in universities. Therefore, this research analyzes the productivity of photovoltaic plants at UFERSA using the Final Yield indicator to assess their operational efficiency. Variables such as climate, equipment performance, maintenance, and system operation were considered. The methodology involved collecting and analyzing energy generation data over a defined period, applying the yield index in relation to the installed capacity. The results indicate that Plant 03 in Caraúbas showed higher efficiency due to its more recent technology. Additionally, it was observed that maintenance and equipment quality have a greater impact on performance than geographical location.

Keywords: photovoltaic solar energy; productivity; efficiency; sustainability; semiarid

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos tempos, a busca por fontes de energia limpas e sustentáveis vem se tornando cada vez mais importante em todo o mundo. Diante dos desafios enfrentados em relação às mudanças climáticas e à necessidade de reduzir nossa dependência de energias não renováveis, a energia solar fotovoltaica surge como uma alternativa promissora e viável. Seu uso tem aumentado consideravelmente, com um foco especial na geração distribuída, que permite produzir eletricidade localmente, reduzindo as emissões de gases do efeito estufa e fortalecendo a resiliência das redes elétricas [1]. O uso de técnicas de células fotovoltaicas para transformar energia solar em eletricidade é considerado uma tecnologia futurista porque usa o sol, uma fonte inesgotável e sustentável.

A matriz elétrica brasileira refere-se à composição e diversidade das fontes de geração de energia elétrica utilizadas no Brasil para atender à demanda crescente por eletricidade em diversos setores da economia e na vida cotidiana. O Brasil possui uma matriz elétrica bastante diversificada, composta por diferentes fontes de geração, tais como hidrelétricas, termelétricas, eólicas, solares e nucleares, cada uma com suas particularidades e contribuições para o suprimento energético nacional. A predominância histórica das hidrelétricas, devido ao potencial hídrico abundante, conferiu ao país uma posição de destaque no cenário global de produção de energia limpa e renovável. Nas últimas décadas, houve um esforço significativo para diversificar a matriz elétrica, visando aumentar a participação de fontes alternativas e sustentáveis, como a energia eólica e solar, como parte de uma estratégia para mitigar os impactos ambientais e promover a redução das emissões de gases de efeito estufa.

No Brasil, a marca de 26 GW de potência instalada na fonte solar fotovoltaica, somando as usinas de grande porte e os sistemas de geração própria em telhados, fachadas e pequenos terrenos, corresponde a 11,6% da matriz energética instalada no país [2]. Segundo o “Global Market Outlook for Solar Power 2022-2026” o relatório de referência para os avanços do mercado de energia solar no mundo divulgado no ano de 2022, mais de 200 GW deveria ser instalado até o final do ano e, até 2025, alcançará a 2 TW [6].

A energia solar fotovoltaica representa uma das tecnologias mais promissoras no amplo campo das energias renováveis, e sua importância tem crescido de forma constante como uma opção sustentável para a geração de eletricidade. No entanto, para avaliar com precisão a eficácia e a qualidade dos sistemas fotovoltaicos, torna-se imperativo empregar indicadores de desempenho que permitam a comparação entre diferentes soluções e a identificação das alternativas mais vantajosas. A análise desses indicadores de desempenho viabiliza a avaliação do funcionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, considerando variadas configurações e tecnologias, bem como distintos locais de implantação. Isso, por sua vez, possibilita determinar se um sistema fotovoltaico está operando de maneira otimizada ou se pode ser reconfigurado para maximizar sua eficiência [4].

A forma de conversão de energia abordada neste trabalho representa uma das tecnologias mais promissoras no campo das energias renováveis, e sua crescente importância na matriz energética mundial é indiscutível. Em consonância com essa tendência global, a Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA) tem desempenhado um papel significativo ao implementar usinas solares fotovoltaicas como parte de sua estratégia para a geração de energia elétrica sustentável.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. Sistemas Fotovoltaicos: Tipos de Usinas e Normativos

Os sistemas fotovoltaicos convertem a energia solar em eletricidade, podendo ser classificados em conectados à rede, isolados ou híbridos. Esses sistemas são compostos por elementos essenciais como painéis solares, inversores, baterias, cabos, conectores, estruturas de suporte, sistemas de monitoramento e dispositivos de proteção [12]. Os painéis realizam a conversão da luz solar em energia elétrica por meio de células fotovoltaicas [10], enquanto os inversores transformam a corrente contínua em corrente alternada para uso [3]. As baterias permitem o armazenamento de energia, e os demais componentes garantem segurança, funcionamento e acompanhamento do desempenho do sistema.

Os sistemas conectados à rede enviam a energia gerada diretamente para a rede elétrica, sem armazenamento [6]. Já os sistemas isolados utilizam baterias e são indicados para locais sem acesso à rede elétrica [7]. Os sistemas híbridos combinam a energia solar com outras fontes, aumentando a confiabilidade do fornecimento [8].

Quanto às usinas fotovoltaicas, destacam-se três tipos principais: de solo, de telhado e flutuantes. As usinas de solo são instaladas em grandes áreas abertas e podem utilizar sistemas de rastreamento solar para maior eficiência. As usinas de telhado aproveitam superfícies de edificações para geração de energia, reduzindo custos e dependência da rede. Já as usinas flutuantes são instaladas em corpos d'água, contribuindo para maior eficiência dos painéis e melhor aproveitamento do espaço.

No Brasil, a geração fotovoltaica é classificada em microgeração (até 75 kW), minigeração (entre 75 kW e 5 MW) e centrais de grande porte (acima de 5 MW), conforme regulamentação da ANEEL. O desenvolvimento do setor foi impulsionado por importantes normativas, como a Resolução nº 482/2012, que regulamenta o acesso à micro e minigeração distribuída; a Resolução nº 687/2015, que define regras para compensação de energia; e a Resolução nº 800/2017, que atualiza e aprimora essas diretrizes, incentivando a expansão da energia solar no país.

2.2. Usinas Fotovoltaicas da UFERSA

A Universidade Federal Rural do Semi-Árido é uma instituição pública federal de ensino superior brasileira, localizada no semiárido do Rio Grande do Norte. A reitoria está situada em Mossoró, com campi nos municípios de Angicos, Caraúbas e Pau dos Ferros.

A primeira usina fotovoltaica da UFERSA entrou em operação em 2012, ao lado do Centro Integrado de Inovação Tecnológica do Semiárido (CITED), com uma potência de 3,43 kWp, destinada principalmente a apoiar pesquisas em energia solar. Em 2016, foi instalada a primeira usina solar para fins de produção, com potência de 150,8 kWp, fruto de recursos obtidos através de uma premiação do Projeto Desafio da Sustentabilidade, promovido pelo Ministério da Educação. A construção da usina, inaugurada em 31 de janeiro de 2017, teve um custo de R\$ 938 mil, excetuando os custos de preparação da área, executados pela própria universidade [11].

Em 2018, a UFERSA adquiriu três novas usinas solares de solo, cada uma com capacidade de 62,7 kWp, instaladas nos campi de Angicos, Caraúbas e Pau dos Ferros. Além disso, foi instalada a primeira usina de telhado no Laboratório de Engenharia I, no Campus Leste de Mossoró, com potência de 15,6 kWp. Em março de 2019, a maior usina de telhado foi instalada no novo Complexo das Engenharias, também no Campus Leste, com potência de 147 kWp.

O sistema de geração fotovoltaica da UFERSA possui aproximadamente 5.700 placas fotovoltaicas e 90 inversores, produzindo cerca de 60% da necessidade de energia elétrica dos quatro campi, demonstrando o compromisso da universidade com a sustentabilidade e a inovação tecnológica.

2.3. Índices de Mérito

Um índice de desempenho é uma medida quantitativa que avalia o desempenho, a eficiência ou a qualidade de algo em relação a um conjunto de diretrizes ou padrões estabelecidos. Índice de mérito ou índice de desempenho é um parâmetro que caracteriza um material ou dispositivo quanto ao seu desempenho de conversão de energia [5].

A proposta desses índices pela International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programm (IEA-PVPS) tem contribuído para o desenvolvimento de métodos de cálculo aplicáveis a todas as tecnologias de sistemas fotovoltaicos [14, 15]. Esses métodos de cálculo possibilitam uma avaliação objetiva e consistente do desempenho dos sistemas fotovoltaicos, permitindo comparar o desempenho de diferentes tecnologias e identificar possíveis melhorias.

Os índices de mérito técnico de um sistema fotovoltaico conectado à rede apresentam índices de energia, eficiência, produtividade, desempenho e perdas [9].

2.3.1 Produtividade

A produtividade, também conhecida como Final Yield, é um índice que mensura a quantidade de produção ou trabalho realizado durante um período de tempo, considerando os recursos utilizados ou uma unidade de medida específica. Na esfera da energia, o rendimento pode referir-se à quantidade de energia elétrica gerada por um sistema ao longo do tempo. Este indicador é vital para avaliar o desempenho e a eficácia de sistemas de geração de energia.

Os fatores que afetam a eficiência de um sistema de energia são diversos, como a disponibilidade de recursos energéticos, a eficácia das tecnologias empregadas, as condições ambientais e mesmo a operação e manutenção adequadas do sistema. Aspectos como perdas devido a problemas técnicos, degradação dos componentes ao longo do tempo, flutuações sazonais ou climáticas, entre outros, devem ser considerados.

A análise do rendimento ao longo do tempo possibilita a avaliação da eficiência operacional do sistema, a identificação de potenciais problemas de desempenho, a comparação entre diferentes sistemas ou tecnologias e a implementação de medidas corretivas para otimizar a geração de energia. Ademais, a eficiência é um indicador-chave para a viabilidade econômica de um projeto de energia, pois está diretamente ligada à quantidade de energia elétrica que pode ser comercializada ou usada para atender à demanda.

A avaliação do Yield de uma usina solar, conforme apresentado na equação (1), reflete a relação intrínseca entre duas grandezas cruciais: a energia gerada, medida em quilowatt-hora (kWh), e a potência instalada, expressa em quilowatts-pico (kWp). A fórmula destaca a integral da potência entregue ao sistema ao longo de um período anual de operação, em relação à potência instalada de cada módulo fotovoltaico [13].

$$Y_F = \frac{\int_0^T P(t)dt}{P_n} \quad (1)$$

Em que,

$P(t)$ = potência entregue pelo sistema no instante t , (KW);

P_n = potência nominal do painel solar, (KWp);

T = período de integração em número de dias equivalente ao tempo analisado.

Para avaliar a eficiência de um sistema energético, dispomos de uma equação que se mostra bastante útil. Essa equação é uma ferramenta valiosa que permite calcular a relação entre a energia gerada pelo sistema e sua

potência. Pode-se medir o rendimento do sistema ao dividir a energia gerada pela potência que ele é capaz de fornecer.

$$Y = \frac{\text{Energia Gerada (kWh)}}{\text{Potência FV (kWp)}} \quad (2)$$

3. MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia empregada neste estudo foi subdividida em duas etapas distintas. A primeira fase consistiu na revisão bibliográfica, destinada a aprofundar o entendimento sobre o funcionamento de sistemas fotovoltaicos e os métodos para avaliar a produtividade de usinas solares. Na segunda etapa, procedeu-se à coleta de dados, foi realizado os cálculos necessários para determinar o indicador Final Yield e conduziu-se uma análise comparativa para identificar qual das usinas obteve um desempenho superior em termos de produtividade. O esquema dos processos conduzidos na metodologia deste estudo é apresentado na Figura 1.

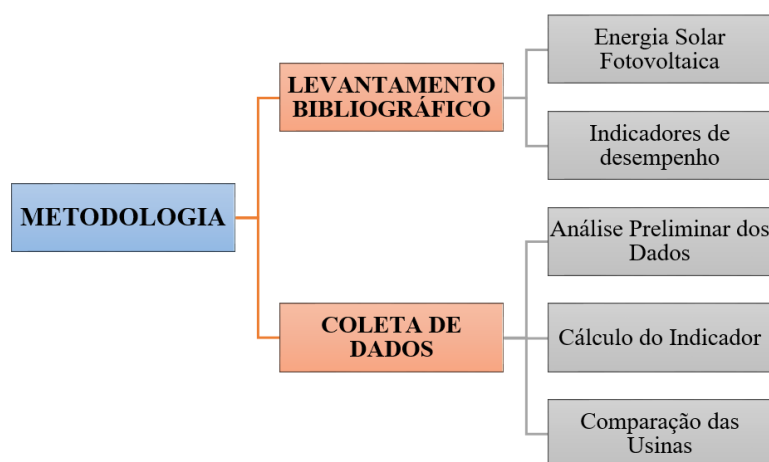


FIGURA 1. Fluxograma da metodologia (autoria própria, 2026).

A primeira etapa da pesquisa consistiu em uma revisão bibliográfica extensa, na qual foram estudados artigos científicos, livros e outras fontes acadêmicas relacionadas à energia solar fotovoltaica, indicadores de desempenho, e estudos de caso semelhantes. Essa revisão bibliográfica teve como objetivo aprofundar o conhecimento sobre o tema, identificar as melhores práticas na análise de produtividade de usinas solares fotovoltaicas e desenvolver hipóteses iniciais.

Na segunda parte da pesquisa, os dados necessários para a análise foram coletados diretamente do site da UFERSA. Esses dados incluíram informações sobre a geração de energia e a potência de pico de cada usina solar fotovoltaica localizada nos diversos campi da UFERSA. A coleta de dados envolveu os seguintes passos:

- Acesso ao site da UFERSA, especificamente na seção referente às suas usinas fotovoltaicas: (<https://usinasolar.ufersa.edu.br/>) e localização das informações relevantes sobre elas.
- Registro e organização dos dados de geração de energia e potência de pico de cada usina, considerando a sua localização no campus da UFERSA.
- Contatos foram estabelecidos com os responsáveis pelas usinas, a fim de esclarecer eventuais dúvidas e obter informações adicionais.
- Utilizou-se a técnica de interpolação linear para estimar dados faltantes ou corrigir aqueles com alguma imprecisão. O critério usado para estimar tais dados foi o comportamento esperado do gráfico segundo a incidência solar anual, bem como seu histórico. Como resultado, a integridade e a precisão das análises foram melhoradas.

Para calcular o Indicador Final Yield de cada usina solar fotovoltaica, utilizou-se a Equação 2, conforme mencionado. O cálculo do Yield foi realizado para cada usina individualmente, considerando os dados coletados na etapa anterior.

Após o cálculo do Indicador Final Yield para cada usina solar fotovoltaica, os resultados foram analisados de duas maneiras:

- **Análise Individual de Usinas por Campus:**
Foi realizada uma análise detalhada das usinas solares fotovoltaicas em cada campus da UFERSA, comparando os Yield de cada uma. Isso permitiu identificar a usina mais produtiva em cada campus.
- **Identificação da Usina com maior produtividade no campus:**
Foram comparados os Yield de todas as usinas dos diferentes campi da UFERSA para determinar qual delas apresentava a maior produtividade global.

Após a análise dos resultados, as descobertas foram contextualizadas à luz da revisão bibliográfica realizada na fase inicial da pesquisa. As conclusões foram extraídas por meio da análise comparativa das usinas e da interpretação dos resultados do Indicador Final Yield. Estas conclusões foram instrumentalizadas para abordar as hipóteses iniciais e enriquecer a compreensão da produtividade das usinas solares fotovoltaicas da UFERSA.

4. RESULTADOS

A avaliação da produtividade das usinas solares fotovoltaicas representa um aspecto crucial na análise e melhoria da eficiência dos sistemas de geração de energia. Nesse contexto, o presente estudo tem como foco a análise detalhada das usinas solares fotovoltaicas localizadas na UFERSA, com uma atenção especial dada à aplicação do indicador de desempenho denominado Final Yield. As análises neste tópico serão segmentadas por campus da universidade, fornecendo uma análise detalhada de cada usina, com suas particularidades. Cabe ressaltar que o campus de Pau dos Ferros não será objeto de análise individual devido à ausência de outras usinas para fins de comparação.

4.1. Análises por campus

Inicialmente, a análise dos dados foi realizada por campus, sendo cada um submetido a uma avaliação individualizada para identificar a usina fotovoltaica com a maior produtividade.

4.1.1. Campus Caraúbas

O processo de avaliação começou no campus de Caraúbas, que conta com um total de cinco instalações de energia fotovoltaica, sendo uma instalada em solo e as outras quatro em telhados. Os dados dessas instalações são apresentados na Tabela 1. O gráfico 1, foi idealizado para fornecer uma representação visual das informações das usinas.

Usina	Ano / Tipo De Instalação	Fabricante e modelo dos módulos	Fabricante e modelo dos inversores
Usina 1	2018 Solo	Trina Solar Duomax Dual Glass 72-Cell Module 330w	Sma Sunny Tripower 25000tl (02 Unid.) + 15000tl (01 Unid.)
Usina 2	2021 Telhado	Helio Energy Hmf144m6-465hl	Growatt Mid 33ktl3-X
Usina 3	2021 Telhado	Helio Energy Hmf144m6-465hl	Growatt Mid 33ktl3-X
Usina 4	2021 Telhado	Trina Tsm-De15m (Ii) 41ow	Growatt Mid 25ktl3-X
Usina 5	2021 Telhado	Trina Solar Tsm-De15m (Ii) 41ow	Growatt Mid 25ktl3-X

Tabela 1: Dados das usinas campus Caraúbas (autoria própria,2026).

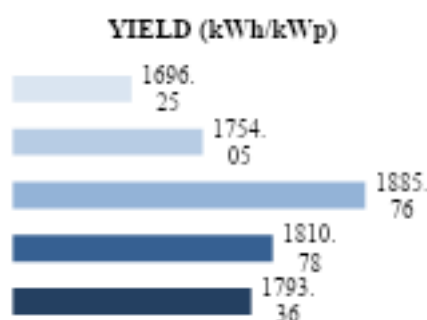


Gráfico 1: Yields das usinas campus Caraúbas (autoria própria,2026).

O Gráfico 1 mostra a produtividade do sistema (YF) das usinas do campus de Caraúbas em 2022. A usina 03

foi a mais eficiente em produção de energia. As usinas 02 e 03 têm características semelhantes, com a principal diferença sendo a localização geográfica. No entanto, atribuir a diferença de produtividade apenas à variação latitudinal e à quantidade de radiação solar pode não ser adequado. Outros fatores, como a frequência de manutenção e a presença de módulos solares defeituosos, também podem influenciar a produtividade. Manutenção regular é crucial para o bom funcionamento e eficiência dos sistemas fotovoltaicos (Vieira, 2022).

4.1.2. Campus Angicos

Investigou-se o desempenho do segundo campus avaliado, localizado em Angicos. Este campus abriga um conjunto de cinco usinas solares fotovoltaicas, das quais uma está instalada no solo e quatro estão localizadas em telhados. Os dados relativos a essas usinas estão documentados na Tabela 2. Contudo, é importante observar que, entre as cinco usinas, apenas três delas, nomeadamente 01, 02 e 03, dispõem de dados completos para análise. As duas usinas restantes entraram em operação apenas a partir de novembro de 2022.

Com o objetivo de proporcionar uma visão abrangente sobre o desempenho das usinas em operação, optou-se por apresentar uma representação visual dos dados contidos na tabela. Essa representação gráfica pode ser encontrada no Gráfico 2, que está inserido após a Tabela 2.

Usina	Ano / Tipo De Instalação	Fabricante e modelo dos módulos	Fabricante e modelo dos inversores
Usina 1	2018 Solo	Trina Solar DUOMAX Dual Glass 72-Cell module 330W	SMA Sunny Tripower 25000TL (02 unid.) + 15000TL (01 unid.)
Usina 2	2021 Telhado	CANADIAN SOLAR CS3W 450MS	GROWATT MID 33KTL3-X
Usina 3	2021 Telhado	CANADIAN SOLAR CS3W 450MS	GROWATT MID 33KTL3-X

Tabela 2: Dados das usinas campus Angicos (autoria própria, 2026).

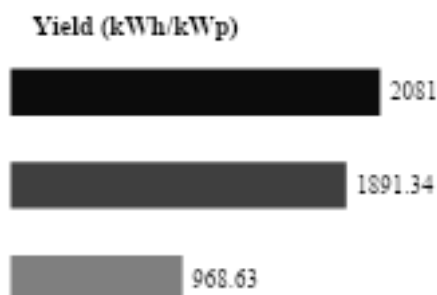


Gráfico 2: Yields das usinas campus Angicos (autoria própria, 2026).

O gráfico mostra que a Usina 01 tem a menor produtividade. Localizada no solo e instalada em setembro de 2018, a Usina 01 pode estar menos eficiente devido ao acúmulo de poeira. A tabela indica que os fabricantes de painéis fotovoltaicos atualizam frequentemente suas tecnologias, aumentando a potência máxima dos módulos, o que afeta diretamente a geração de energia. A Usina 03 supera a Usina 02 em desempenho, apesar de ambas terem módulos fotovoltaicos e inversores semelhantes e terem sido instaladas em 2021. A diferença pode ser explicada por manutenções na Usina 02, especialmente em setembro e outubro, enquanto a Usina 03 teve desempenho máximo no mesmo período.

4.1.3. Campus Mossoró

O campus Mossoró foi o terceiro a ser submetido à análise, com um total de dezesseis usinas solares fotovoltaicas, das quais duas estão localizadas em solo e quatorze em telhados. No entanto, é relevante destacar que três dessas usinas têm registros incompletos ou apresentam lacunas em suas informações. A Usina 01, sendo a mais antiga, instalada em 2012, não dispõe de um sistema de comunicação para seus inversores. Além disso, as Usinas 15

Usina	Ano/Tipo de instalação	Fabricante e modelo dos módulos	Fabricante e modelo dos inversores
Usina 2	2016 Solo	Canadian Solar CS6P-260P-SD	Ginlong SOLIS-15K
Usina 3	2018 Telhado	Canadian Solar CS6U-48	ABB PVI 10 TL OUTD
Usina 4	2019 Telhado	GCL-P6/72H	WEG SIW500H-ST36
Usina 5	2020 Telhado	Astroenergy AstroSemi CHSM72M-HC	WEG SIW500H-ST020
Usina 6	2020 Telhado	Astroenergy AstroSemi CHSM72M-HC	WEG SIW500H-ST020
Usina 7	2020 Telhado	TRINASOLAR TSM-DE15M (II)	WEG SIW500H-ST020
Usina 8	2020 Telhado	TRINASOLAR TSM-DE15M (II)	WEG SIW500H-ST020
Usina 9	2020 Telhado	TRINASOLAR TSM-DE15M (II)	WEG SIW500H-ST020
Usina 10	2020 Telhado	Astroenergy AstroSemi CHSM72M-HC	WEG SIW500H-ST020
Usina 11	2020 Telhado	Astroenergy AstroSemi CHSM72M-HC	WEG SIW500H-ST020
Usina 12	2020 Telhado	TRINASOLAR TSM-DE15M (II)	WEG SIW500H-ST020
Usina 13	2021 Telhado	CANADIAN SOLAR CS3W 450MS	GROWATT MID 33KTL3-X
Usina 14	2021 Telhado	DAH SOLAR DHM-72L9/BF 450W	GROWATT MID 33KTL3-X

e 16 foram implantadas somente no mês de junho de 2022.

Para uma análise mais completa da produtividade das usinas em operação, o Tabela 3 apresenta os dados, enquanto o Gráfico 3 fornece uma interpretação visual do Yield.

Tabela 3: Dados e Yields das usinas campus Mossoró (autoria própria, 2026).

Na análise dos dados coletados na tabela, a qual fornece informações detalhadas sobre as usinas solares em estudo, incluindo o ano de instalação, o tipo de instalação (solo/telhado) e os fabricantes e modelos dos módulos e inversores, é possível identificar fatores determinantes para a avaliação da produtividade dessas usinas. Os dados constantes nessa tabela desempenham um papel fundamental na análise, permitindo uma compreensão abrangente das características individuais de cada instalação e sua possível influência nos resultados do desempenho.

O gráfico destaca a Usina 14 como a mais produtiva entre as amostras analisadas. Além de ser a mais recente, seus módulos são altamente eficientes devido à tecnologia mais moderna. Com um azimuth solar de 39°, os painéis estão otimizados para captar a energia solar ao longo do dia, contribuindo para a alta eficiência da usina.

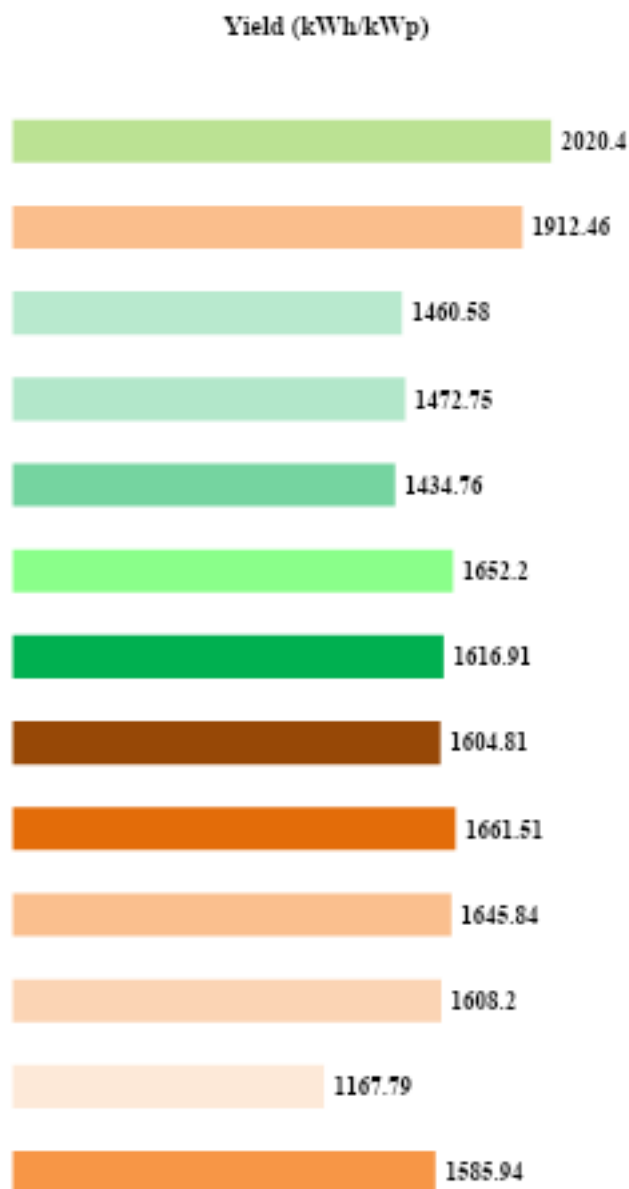


Gráfico 3: Yields das usinas campus Mossoró (autoria própria, 2026).

4.2. Análises por período de instalação

Realizou-se a análise ao longo de um período determinado. Durante essa etapa, buscou-se avaliar o desempenho de produtividade das usinas solares fotovoltaicas da Universidade Federal Rural do Semiárido (UFERSA), utilizando o índice Yield. Utilizou-se o período de instalação como referência para essa avaliação, o que é crucial devido à constante evolução tecnológica dos equipamentos instalados ao longo dos anos.

4.2.1. Período de 2016 a 2018

Considerou-se como período de referência para avaliação o intervalo que compreende a instalação das usinas fotovoltaicas nos campi da UFERSA até o ano de 2018. A Tabela 4 oferece um complemento a esse contexto, apresentando dados específicos de cada usina por campus. Isso viabiliza uma análise minuciosa, incluindo informações sobre o ano de instalação, tipo, fabricantes, modelos dos módulos e inversores em cada localidade. É importante ressaltar que, durante esse período, foram instalados módulos com potências de 330 W e 260 W, um

elemento crucial na avaliação do desempenho e eficiência do sistema fotovoltaico.

A análise dos dados revela variações na eficiência das usinas solares fotovoltaicas nos campi da UFERSA. A Angicos 01 tem o menor rendimento, seguida por Mossoró 03, que é um pouco menos eficiente que Mossoró 04. Pau dos Ferros tem uma boa performance, enquanto Caraúbas lidera em eficiência.

Essas variações podem ser atribuídas a fatores climáticos e ambientais, como nebulosidade, umidade e obstruções solares, além da qualidade e manutenção dos sistemas. A posição e a orientação solar das usinas também impactam a eficiência.

Caraúbas tem o maior rendimento, enquanto Mossoró 2, instalada em 2016, é mais eficiente que Angicos, instalada em 2018, devido às diferenças de latitude e condições climáticas. Inspeções visuais e manutenções regulares são essenciais para otimizar a eficiência dos sistemas fotovoltaicos. O Gráfico 4 apresenta os Yields.

Usina	Campus/Ano/Tipo de instalação	Fabricante e modelo dos módulos	Fabricante e modelo dos inversores
Usina 1	Caraúbas 2018 Solo	Trina Solar DUOMAX Dual Glass 72-Cell module 330W	SMA Sunny Tripower 25000TL (02 unid.) + 15000TL (01 unid.)
Usina 1	Pau dos Ferros 2018 Solo	Trina Solar DUOMAX Dual Glass 72-Cell module 330W	SMA Sunny Tripower 25000TL (02 unid.) + 15000TL (01 unid.)
Usina 1	Angicos 2018 Solo	Trina Solar DUOMAX Dual Glass 72-Cell module 330W	SMA Sunny Tripower 25000TL (02 unid.) + 15000TL (01 unid.)
Usina 2	Mossoró 2016 Solo	Canadian Solar CS6P-260P-SD	Ginlong SOLIS-15K
Usina 3	Mossoró 2018 Telhado	Canadian Solar CS6U-48	ABB PVI 10 TL OUTD

Tabela 4: Dados das usinas: 2016 a 2018 (autoria própria,2026).

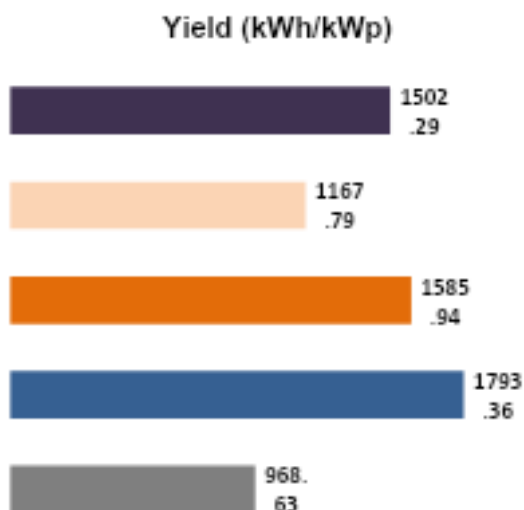


Gráfico 4: Yields das usinas: 2016 a 2018 (autoria própria,2026).

4.2.2. Período de 2019 a 2021

Para a análise de dados, foi estabelecido o período de referência de 2019 até o ano de 2021, abrangendo a instalação das usinas solares fotovoltaicas na UFERSA. Os dados específicos de cada usina por campus estão apresentados de forma detalhada na Tabela 5, incluindo informações como o ano de instalação, o tipo, os fabricantes *R4EM*, v. 8, n. 1, p.156-168 2026. DOI: <https://doi.org/10.21708/issn27635325.v8n1.a15438.2026>

e os modelos dos módulos e inversores em cada localidade. O Gráfico 5 ilustrou o Yield para cada usina.

A evolução da potência dos módulos é um aspecto benéfico, pois resultou em uma maior produção de energia em quilowatts-horas por metro quadrado (kWh/m²), considerando que houveram poucas alterações nas dimensões dos painéis solares, evidenciando a otimização a produção de energia em relação ao período anterior.

Usina	Campus/Ano/Tipo de instalação	Fabricante e modelo dos módulos	Fabricante e modelo dos inversores
Usina 2	Angicos 2021 Telhado	CANADIAN SOLAR CS3W 450MS	GROWATT MID 33KTL3-X
Usina 3	Angicos 2021 Telhado	CANADIAN SOLAR CS3W 450MS	GROWATT MID 33KTL3-X
Usina 2	Caraúbas 2021 Telhado	HELIO ENERGY HMF144M6- 465HL	GROWATT MID 33KTL3-X
Usina 3	Caraúbas 2021 Telhado	HELIO ENERGY HMF144M6- 465HL	GROWATT MID 33KTL3-X
Usina 4	Caraúbas 2021 Telhado	TRINA TSM-DE15M (II) 41OW	GROWATT MID 25KTL3-X
Usina 5	Caraúbas 2021 Telhado	TRINA SOLAR TSM-DE15M (II) 41OW	GROWATT MID 25KTL3-X
Usina 4	Mossoró 2019 Telhado	GCL-P6/72H	WEG SIW500H-ST36
Usina 5	Mossoró 2020 Telhado	Astroenergy AstroSemi CHSM72M-HC	WEG SIW500H-ST020
Usina 6	Mossoró 2020 Telhado	Astroenergy AstroSemi CHSM72M-HC	WEG SIW500H-ST020
Usina 7	Mossoró 2020 Telhado	TRINASOLAR TSM-DE15M (II)	WEG SIW500H-ST020
Usina 8	Mossoró 2020 Telhado	TRINASOLAR TSM-DE15M (II)	WEG SIW500H-ST020
Usina 9	Mossoró 2020 Telhado	TRINASOLAR TSM-DE15M (II)	WEG SIW500H-ST020
Usina 10	Mossoró 2020 Telhado	Astroenergy AstroSemi CHSM72M-HC	WEG SIW500H-ST020
Usina 11	Mossoró 2020 Telhado	Astroenergy AstroSemi CHSM72M-HC	WEG SIW500H-ST020
Usina 12	Mossoró 2020 Telhado	TRINASOLAR TSM-DE15M (II)	WEG SIW500H-ST020
Usina 13	Mossoró 2021 Telhado	CANADIAN SOLAR CS3W 450MS	GROWATT MID 33KTL3-X
Usina 14	Mossoró 2021 Telhado	DAH SOLAR DHM-72L9/BF 450W	GROWATT MID 33KTL3-X

Tabela 5: Dados das usinas/ 2019 a 2021 (autoria própria,2026).

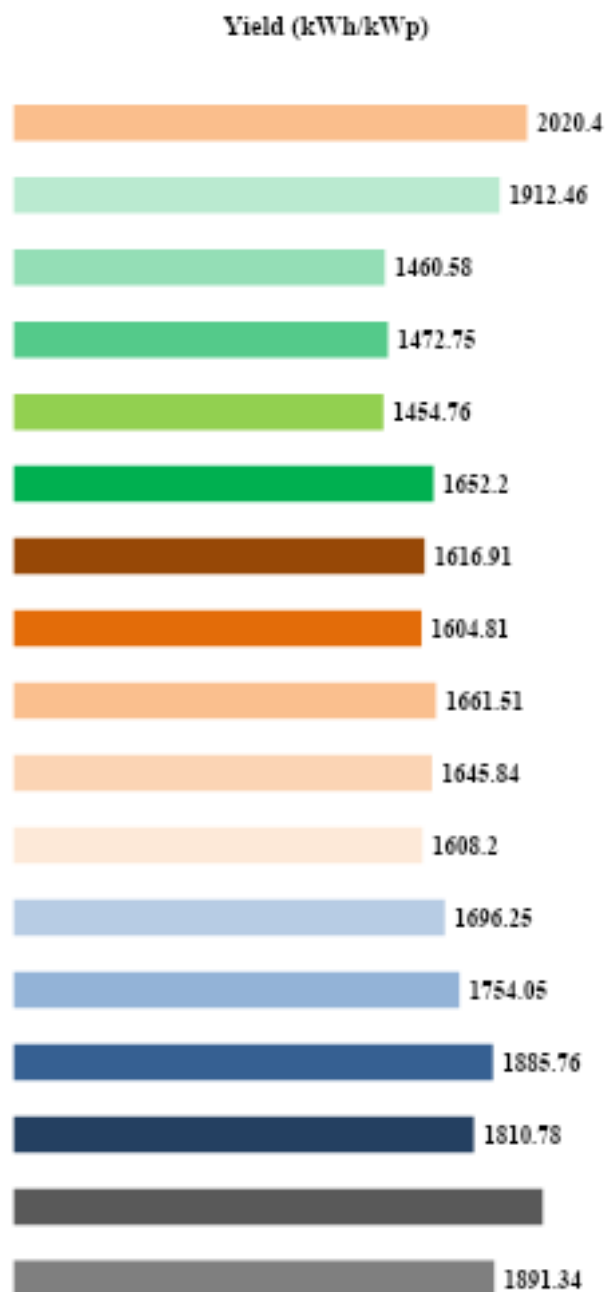


Gráfico 5: Yields das usinas 2019 a 2021 (autoria própria, 2026).

O Gráfico 5 mostra que as usinas Angicos 03 e Mossoró 14 têm um desempenho excepcional, ambas instaladas no mesmo ano, em meses diferentes (julho e setembro, respectivamente). Elas possuem inversores e quantidade de módulos idênticos, mas diferem no fabricante e modelo dos módulos fotovoltaicos: Angicos usa o Canadian Solar CS3W 450MS, e Mossoró usa o DAH SOLAR DHM-72L9/BF 450W. As coordenadas geográficas também variam, resultando em um desempenho superior em Angicos.

Mossoró 10, 11 e 12 têm rendimentos inferiores, apesar de estarem no mesmo campus e utilizarem inversores semelhantes. A diferença está no fabricante e modelo dos módulos fotovoltaicos: Mossoró 10 e 11 usam Astroenergy AstroSemi CHSM72M-HC com 235 módulos cada, enquanto Mossoró 12 usa TRINASOLAR TSM-DE15M (II) com

DOI: <https://doi.org/10.21708/issn27635325.v8n1.a15438.2026>

172 módulos. Mossoró 12 tem um desempenho menor que o esperado apesar de ter mais inversores.

As demais usinas apresentam desempenho regular com variações mínimas, influenciadas por fatores como localização geográfica, orientação e inclinação dos painéis, manutenção, limpeza, e eficiência dos inversores e outros componentes do sistema fotovoltaico.

5. CONCLUSÃO

O estudo utilizando o indicador Final Yield para avaliar a eficiência e desempenho das instalações solares fotovoltaicas na UFERSA forneceu informações essenciais. Destacou-se a precisão das medições e a eficácia do índice yield como ferramenta de monitoramento, considerando fatores como radiação solar, qualidade dos equipamentos e manutenção.

Os resultados mostraram uma maior eficiência das instalações em telhados, devido à melhor exposição solar. Houve consistência na quantidade e potência dos módulos, com destaque para a instalação Angicos 03, que apresentou a maior eficiência com módulos da Canadian Solar. Instalações em Mossoró e Caraúbas também tiveram bons desempenhos, influenciados pelas características dos módulos e fabricantes.

Diferenças na eficiência foram atribuídas aos fabricantes dos painéis. A instalação Caraúbas 05 teve menor eficiência devido a módulos da Trina Solar com menor potência de pico. Angicos 01 e Mossoró 03 também apresentaram menores eficiências comparativas.

A variação na eficiência reflete a importância de uma seleção criteriosa dos componentes e a necessidade de planejamento adequado. Investir em tecnologias avançadas e práticas de manutenção eficazes pode maximizar a eficiência e prolongar a vida útil dos componentes, resultando em melhor retorno sobre o investimento.

O estudo também identificou áreas para melhorias e otimizações nas operações das instalações. Sugere-se que futuras pesquisas analisem indicadores de fator de capacidade e performance ratio para uma compreensão mais abrangente.

REFERÊNCIAS

- [1] ABSOLAR. **Como a energia solar fotovoltaica pode nos ajudar a preservar o nosso lar**. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/como-a-energia-solar-fotovoltaica-pode-nos-ajudar-a-preservar-o-nosso-lar/>. Acesso em: 15 set. 2023.
- [2] ABSOLAR (São Paulo). **Segunda maior fonte do país, energia solar cresce 83% em um ano**. 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/segunda-maior-fonte-do-pais-energia-solar-cresce-83-em-um-ano/>. Acesso em: 18 jul. 2023.
- [3] BALFOUR, John; SHAW, Michael; NASH, Nicole Bremer. **Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Ltc, 2019. 272 p.
- [4] BENEDITO, R. S. **Caracterização da Geração Distribuída de Eletricidade por Meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, no Brasil, sob os Aspectos Técnico, Econômico e Regulatório**. Dissertação de Mestrado, USP, São Paulo, 2009.
- [5] FUSANO, Renato Hideo. **Análise Dos Índices De Mérito Do Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede Do Escritório Verde Da UFPR**. 2013. 94 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Industrial Elétrica, Universidade Universidade Tecnológica Federal do Paraná Tecnológica, Curitiba, 2013.
- [6] NEOSOLAR ENERGIA (São Paulo). **SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E SEUS COMPONENTES**. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solarfotovoltaica-e-seus-componentes>. Acesso em: 20 jun. 2023.
- [7] NEOSOLAR ENERGIA (Brasil). **Energia Solar no Mundo: os países campeões da Copa Fotovoltaica**. 2022. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/blog/energia-solarmundo-paises-campeoes/>. Acesso em: 20 jun. 2023.
- [8] OCA ENERGIA (Brasil). **Sistema Fotovoltaico Híbrido: entenda o que é e suas aplicações. Entenda o Que é e Suas Aplicações**. 2021. Disponível em: <https://www.ocaenergia.com/blog/energia-solar/sistema-fotovoltaico-hibrido-entenda-o-que-e/>. Acesso em: 07 ago. 2023.
- [9] Rampinelli, Giuliano Arns. **Estudo De Características Elétricas E Térmicas De Inversores Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede**. 2010. 285 f. Tese – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.
- [10] SOLAR INOVE. **Qual a Diferença entre o Módulo Monocristalino e o Policristalino**. 2021. Disponível em: R4EM, v. 8, n. 1, p.156-168 2026. DOI: <https://doi.org/10.21708/issn27635325.v8n1.a15438.2026>

<https://blog.solarinove.com.br/qual-a-diferenca-entre-o-modulo-monocristalino-e-o-policristalino/>. Acesso em: 07 ago. 2023.

- [11]UFERSA (Rio Grande do Norte). **Usinas Solares da UFERSA: histórico**. Histórico. 2017. Disponível em: <https://usinasolar.ufersa.edu.br/historico/>. Acesso em: 07 ago. 2023.
- [12]VIAN, Ângelo et al. **Energia Solar: fundamentos, tecnologia e aplicações**. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 2021. 130 p.
- [13]URBANETZ JUNIOR, Jair; CASAGRANDE JUNIOR, Eloy; TIEPOLO, Gerson M. **Acompanhamento do desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do escritório verde da UTFPR**. IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. 2014^a.
- [14]IEA PVPS. *Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems. Task 13*. Paris: International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2021. Disponível em: <https://iea-pvps.org/research-programs/task-13/>. Acesso em: 26 mai. 2026.
- [15]IEC. IEC 61724-1:2021 — Photovoltaic system performance — Part 1: Monitoring. Genève: International Electrotechnical Commission, 2021.