



**FUNDAÇÃO  
UNIVERSIDADE  
FEDERAL DE  
MATO GROSSO DO SUL**

**FACULDADE DE ENGENHARIAS,  
ARQUITETURA E URBANISMO E  
GEOGRAFIA**

---

**ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Sistema de Gerenciamento de Energia para Eletropostos, via  
Modelo Médio, com Sistema Fotovoltaico e Acumulação e  
Função Otimizada Integrada**

**Hyan Gonçalves de Araujo**

**Campo Grande MS  
9 de dezembro de 2024**



FUNDAÇÃO  
UNIVERSIDADE  
FEDERAL DE  
MATO GROSSO DO SUL

FACULDADE DE ENGENHARIAS,  
ARQUITETURA E URBANISMO E  
GEOGRAFIA

---

ENGENHARIA ELÉTRICA

## **Sistema de Gerenciamento de Energia para Eletropostos, via Modelo Médio, com Sistema Fotovoltaico e Acumulação e Função Otimizada Integrada**

**Hyan Gonçalves de Araujo**

**Orientador:** Moacyr Aureliano Gomes de Brito

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Universidade Federal de Mato Grosso do Sul na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

**Campo Grande MS**  
2024

# **Sistema de Gerenciamento de Energia para Eletropostos, via Modelo Médio, com Sistema Fotovoltaico e Acumulação e Função Otimizada Integrada**

Monografia apresentada à Universidade Federal de Mato Grosso do Sul na Faculdade de  
Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia, para obtenção da Graduação em  
Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

---

Prof. Dr. Moacyr Aureliano Gomes de Brito

---

Prof. Dr. Raymundo Cordero Garcia

---

MSc. Guilherme Mendonça dos Santos Martines

**Campo Grande MS**  
2024

# DECLARAÇÃO DE AUTORIA E RESPONSABILIDADE

Eu, **Hyan Gonçalves de Araujo**, residente e domiciliado na cidade de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul, declaro que o Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado, com o título “**Sistema de Gerenciamento de Energia para Eletropostos, via Valor Médio, com Sistema Fotovoltaico e Acumulação e Função Otimizada Integrada**” é de minha autoria e assumo a total responsabilidade pelo seu conteúdo e pela originalidade do texto. Declaro que identifiquei e referenciei todas as fontes e informações gerais que foram utilizadas para construção do presente texto. Declaro também que este artigo não foi publicado, em parte, na íntegra ou conteúdo similar em outros meios de comunicação, tendo sido enviado com exclusividade para a Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS).

Campo Grande, 9 de dezembro de 2024.

---

**Hyan Gonçalves de Araujo**

## AGRADECIMENTOS

Com profunda gratidão, inicio meus agradecimentos a Deus e a Nossa Senhora Aparecida, por me concederem força e perseverança para seguir firme nesta jornada desafiadora, repleta de aprendizado.

Agradeço imensamente à minha mãe, Ana Rosa, à minha avó, Anália, e ao meu eterno avô, João Abílio, por sempre me guiarem no caminho certo, por me ampararem nos momentos difíceis e por incentivarem, de forma constante, a busca pelo conhecimento.

Sou também grato aos meus irmãos, Ana Livia, Igor e Ana Gabrielly, e à minha prima Flávia Alessandra, pela amizade, companheirismo e lealdade ao longo da vida.

Aos meus amigos de graduação, Matheus e Gabriel, minha sincera gratidão por compartilharem esta jornada comigo, tornando este período mais leve e significativo.

De maneira especial, agradeço ao meu orientador, Moacyr Aureliano, por todo o aprendizado durante a graduação, por acreditar em meu potencial e por estar ao meu lado ao longo dessa etapa.

## RESUMO

Considerando o crescimento exponencial dos Veículos Elétricos (VEs) no cenário global e o avanço contínuo da tecnologia em eletrônica de potência, surgem novos conceitos que integram esses veículos ao sistema elétrico convencional. Um desses conceitos é o Vehicle-to-Grid (V2G), no qual os VEs, além de atuarem como cargas para recarga de suas baterias, podem também fornecer energia ao sistema elétrico. Essa funcionalidade se dá, principalmente, em configurações como as microrredes.

Diante desse contexto, este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de um conversor CC-CA bidirecional para o gerenciamento de energia de um sistema integrado, com sistema fotovoltaico in-loco e acumulação, estes, representados por fontes de corrente, utilizando o ambiente de simulação MATLAB/Simulink. O conversor de potência tem sua modelagem baseada em valores médios. Para o controle do sistema, foram implementados controladores clássicos, como o controlador proporcional-integral (PI)

Adicionalmente, o estudo inclui a otimização de uma função custo que considera múltiplas fontes de energia — solar, estacionária (banco de baterias) e da rede elétrica — para gerenciar a operação do sistema de maneira eficiente. A análise realizada avalia o desempenho do sistema em função de diferentes configurações da função custo, evidenciando seu impacto sobre os parâmetros de operação da microrrede e a integração dos elementos que a compõem.

**Palavras-Chaves:** Veículos Elétricos (VEs), Vehicle-to-Grid (V2G), Microrrede, Conversor CC-CA Bidirecional, Função Custo.

## ABSTRACT

Considering the exponential growth of Electric Vehicles (EVs) in the global landscape and the continuous advancements in power electronics technology, new concepts have emerged to integrate these vehicles with conventional electrical systems. One such concept is Vehicle-to-Grid (V2G), wherein EVs, besides functioning as loads for battery charging, can also supply energy to the electrical grid. This functionality is primarily realized in configurations such as microgrids.

In this context, the present study aims to develop a bidirectional DC-AC converter for energy management within an integrated system, utilizing the MATLAB/Simulink simulation environment with average-value modeling. Classical control strategies, such as the proportional-integral (PI) controller, were implemented for system control.

Additionally, the study includes the optimization of a cost function that considers multiple energy sources—solar, stationary storage, and the electrical grid—to efficiently manage system operation. The conducted analysis evaluates the system's performance under different cost function configurations, highlighting its impact on the operational parameters of the microgrid and the integration of its components.

**Keywords:** Electric Vehicles (EVs), Vehicle-to-Grid (V2G), Microgrid, Bidirectional DC-AC Converter, Cost Function.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Perfil de Consumo (a) e Geração (b) de Energia Elétrica do Brasil e do Mundo em 2021.....	17
Figura 2 - Vendas de Veículos Elétricos, 2012-2024.....	18
Figura 3 - Licenciamento de híbridos e elétricos e participação no licenciamento total.....	19
Figura 4 - Tipos de Veículos Elétricos.....	19
Figura 5 - Veículos Elétricos conectados em um sistema de geração fotovoltaica: (a) individualmente; (b) em grupo.....	21
Figura 6 - Esquema simplificado de uma microrrede.....	24
Figura 7 - Topologia monofásica de um inversor.....	24
Figura 8 - Semiciclo Positivo de operação do inversor.....	25
Figura 9 - Semiciclo Negativo de operação do inversor.....	25
Figura 10 - Modelo equivalente monofásico do inversor.....	26
Figura 11 - Diagrama de Bode da planta, representada na Equação 3, sem compensador para corrente.....	28
Figura 12 - Diagrama de Bode da planta, representada na Equação 3, com compensador para corrente.....	29
Figura 13 - Malha de controle de corrente.....	29
Figura 14 - Modelo do inversor conectado à rede.....	30
Figura 15 - Diagrama de Bode da planta, representada na Equação 14, sem compensador para tensão.....	32
Figura 16 - Diagrama de Bode da planta, representada na Equação 14, com compensador para tensão.....	33
Figura 17 - Malha de controle de tensão.....	33
Figura 18 - Esquemático do filtro do inversor por fase.....	34
Figura 19 - Diagrama de blocos, desenvolvido no Simulink, da corrente de saída do inversor.....	36
Figura 20 – Diagrama, desenvolvido no Simulink, das correntes trifásicas de saída.....	37
Figura 21 - Diagrama de blocos, desenvolvido no Simulink, do controle de tensão no capacitor.....	38
Figura 22 - Sistema completo desenvolvido no Simulink.....	41
Figura 23 – Forma de onda da corrente de entrada do barramento CC.....	41

Figura 24 - Forma de onda do comparativo da tensão do barramento e tensão do capacitor.	42
Figura 25 - Forma de onda da corrente CC resultante.....	43
Figura 26 - Comparação entre a forma de onda da corrente alternada em uma fase do inversor e a corrente contínua ponderada em função do índice de modulação: (a) ciclo completo; (b) parte do ciclo.....	43
Figura 27 - Erro resultante das correntes apresentas na Figura 26.....	44
Figura 28 - Formas de ondas das correntes de saída do inversor: (a) ciclo completo; (b) parte do ciclo.....	45
Figura 29 - Forma de onda da potência ativa de saída por fase: (a) ciclo completo; (b) parte do ciclo.....	46
Figura 30 - Forma de onda de geração solar ao longo do dia.....	53
Figura 31 - Variação da tarifa da rede ao longo do dia.....	53
Figura 32 - Evolução da função custo (a), corrente da bateria (b) e SOC (c) ao longo do dia para o cenário 1.....	54
Figura 33 - Evolução da energia consumida ao longo do dia para o cenário 1.....	55
Figura 34 - Evolução da função custo (a), corrente da bateria (b) e SOC (c) ao longo do dia para o cenário 2.....	56
Figura 35 - Evolução da energia consumida ao longo do dia para o cenário 2.....	57
Figura 36 - Variação do Ganho da função custo ao longo do dia.....	58
Figura 37 - Evolução da função custo (a), corrente da bateria (b) e SOC (c) ao longo do dia para o cenário 1.....	58
Figura 38 - Evolução da energia consumida ao longo do dia para o cenário 3.....	59
Figura 39 - Fluxograma básico para entendimento de um algoritmo genético.....	66

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 - Parâmetros para topologia do inversor.....	39
Tabela 2 - Dados do AG.....	50

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
1.1. MOTIVAÇÃO DO TRABALHO.....	13
1.2. OBJETIVOS .....	14
1.2.1. Objetivo Geral.....	14
1.2.2. Objetivos Específicos.....	14
1.3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	15
<b>2. CONTEXTUALIZAÇÃO DO TRABALHO</b> .....	<b>16</b>
2.1. EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
2.2. VEÍCULOS ELÉTRICOS.....	17
2.3. TECNOLOGIA V2G (VEHICLE-TO-GRID) .....	21
2.4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	21
<b>3. ANÁLISE DO SISTEMA DESENVOLVIDO</b> .....	<b>23</b>
3.1. MODELAGEM DO SISTEMA .....	26
3.1.1. Modelo Médio do Inversor para Conexão com a rede CA .....	26
3.1.2. Planta de Controle para a corrente de saída do inversor ( $I_L$ ) .....	27
3.1.3. Modelo Médio da Tensão no Barramento CC .....	30
3.1.4. Planta de Controle para a tensão no barramento CC .....	31
3.2. FILTRO INDUTIVO DE SAÍDA .....	34
<b>4. TOPOLOGIA DESENVOLVIDA</b> .....	<b>36</b>
4.1. IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO MÉDIO DO INVERSOR NO SIMULINK .....	36
4.1.1. Cálculo de L (por fase) .....	37
4.2. CONTROLE DE TENSÃO NO CAPACITOR .....	38
4.2.1. Cálculo da capacitância no barramento CC .....	38
4.3. PARÂMETROS DE PROJETO DO INVERSOR.....	39
4.4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO.....	40
<b>5. ALGORITMO GENÉTICO PARA OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA</b> .....	<b>47</b>
5.1. ALGORITMO GENÉTICO .....	47
5.2. CORRENTE DISPONÍVEL PARA REDE .....	51
5.3. OTIMIZAÇÃO DE LUCRO COM BASE EM FUNÇÃO CUSTO .....	52
5.3.1. Cenário 1 – Aumento do estado de carga .....	53

5.3.2. Cenário 2 – Redução do estado de carga .....	55
5.3.3. Cenário 3 – Estado de carga variável .....	57
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	60
7. REFERÊNCIAS .....	62
8. APÊNDICE A – FLUXOGRAMA DO ALGORITMO.....	66

---

## 1. INTRODUÇÃO

---

A evolução da tecnologia de eletrônica de potência tem provocado transformações significativas em várias áreas ao redor do mundo. No setor de transportes terrestres, destaca-se a substituição acelerada de veículos movidos a combustíveis fósseis por Veículos Elétricos (VEs). Essa transição é incentivada por políticas públicas e iniciativas governamentais, que visam reduzir as emissões de gases de efeito estufa e mitigar os impactos das mudanças climáticas (TIRUNAGARI; GU; MEEGAHAPOLA, 2022). Entre 2010 e 2019, mais de 7 milhões de VEs foram comercializados globalmente, refletindo um crescimento médio anual de 30% (Enabling technologies: innovation landscape, 2019). Projeções indicam que, até o fim desta década, o aumento na adoção de VEs poderá atingir 60%, consolidando essa tecnologia como uma das principais aliadas na descarbonização do setor (LIMA et al., 2023).

A Agência Internacional de Energia (IEA, International Energy Agency) tem como meta reduzir drasticamente as emissões até 2050, com foco especial no setor elétrico, responsável por 75% das emissões globais (LIMA et al., 2023). A integração de energias renováveis ao sistema elétrico é uma estratégia essencial para atingir esse objetivo. Nesse contexto, a criação de microrredes, que integram fontes renováveis (Renewable Energy Sources – RES), Veículos Elétricos, sistemas de armazenamento de energia (Battery Energy Storage Systems – BESS), e cargas controláveis, surge como uma solução promissora. Essas microrredes não apenas aumentam a utilização de fontes renováveis, mas também contribuem para a redução de emissões e perdas no sistema elétrico (SILVA et al., 2023).

Sendo assim, a migração do fluxo direcional convencional do sistema elétrico para o bidirecional vem aumentando a cada ano, a Rede Elétrica Inteligente (REI) com caráter bidirecional encontra-se vinculada com a caracterização da Geração Distribuída (GD), uso de fontes renováveis, automação, participação do consumidor na geração e aumento da demanda por energia elétrica. Diante disso, o cenário de micro e minigeração, nesta década, possui potencial de crescimento de cinco vezes ao comparar-se a potência instalada de 2020 à 2029. Assim, a penetração massiva é um fato irreversível a médio prazo (SALES E SILVA et al., 2020).

Isto posto, referente aos VEs, o carregamento inteligente tende a fornecer benefícios diretos tanto ao consumidor quanto à concessionária de energia elétrica, como redução de custos e perdas em sistemas elétricos. A Agência Internacional de Energia Renovável (IREA)

acredita que o carregamento inteligente e os incentivos ao usuário são os dois principais fatores para desbloquear o potencial de flexibilidade dos VE, o que é necessário para a integração bem-sucedida destes e energia renovável na rede no futuro. Portanto, o carregamento inteligente pode desempenhar um papel fundamental na mitigação dos efeitos adversos nas redes elétricas devido ao carregamento de VE (TIRUNAGARI; GU; MEEGAHAPOLA, 2022).

Adicionalmente, julga-se importante o desenvolvimento e a implementação de topologias otimizadas para aplicação ao sistema, resultando assim na melhoria de eficiência e na operação. A implementação deste sistema de gerenciamento envolve o carregamento de veículos elétricos também com geração fotovoltaica, além de baterias estacionais e a rede elétrica existente para suprimento da geração/demanda. Neste sentido, foi desenvolvido um conversor CC-CA bidirecional através de equações em espaço de estados médio, afim de buscar elevado desempenho e minimizar esforços computacionais. Deste modo, as equações operacionais de controle e potência implementadas otimizam e desempenham importante papel em seu funcionamento, adequando a topologia à sua aplicação.

Essa abordagem integradora (carregamento e gerenciamento) permite não apenas reduzir os impactos negativos do carregamento dos VEs nas redes elétricas, mas também maximizar os benefícios associados ao uso de energias renováveis, fortalecendo a transição para um sistema elétrico mais sustentável e eficiente.

## **1.1. MOTIVAÇÃO DO TRABALHO**

As pautas e pesquisas relacionadas ao desenvolvimento de tecnologias para veículos elétricos vêm crescendo nos últimos anos. Com isso, o rápido avanço da eletrificação do transporte e a expansão das fontes renováveis trazem desafios inéditos para o gerenciamento da energia elétrica. À medida em que a penetração de VEs aumenta, o carregamento não planejado pode gerar impactos negativos, como sobrecargas, elevação dos custos operacionais e perdas no sistema elétrico. O carregamento inteligente surge, portanto, como uma solução essencial para equilibrar a oferta e a demanda, otimizando o uso de recursos energéticos e reduzindo o impacto nas redes.

Além de mitigar problemas operacionais, o carregamento inteligente pode oferecer vantagens significativas, como tarifas mais atrativas para os consumidores e maior flexibilidade na gestão da energia. Incentivos adequados, aliados a sistemas eficientes de controle, são apontados pela Agência Internacional de Energia Renovável (IREA) como fatores fundamentais para explorar todo o potencial dos VEs e garantir sua integração harmoniosa com a rede elétrica.

Dessa forma, este trabalho é motivado pela necessidade de se desenvolver e aplicar uma abordagem de gerenciamento que integre VEs, geração renovável e sistemas de armazenamento de maneira eficiente e sustentável. A proposta visa atender essa demanda, proporcionando uma operação otimizada que reduza esforços computacionais e garanta elevada performance na operação das microrredes.

Com essa solução, espera-se contribuir para a estabilidade do sistema elétrico e fortalecer o uso das energias renováveis, alinhando-se às metas globais de descarbonização e promovendo uma infraestrutura energética mais sustentável e resiliente.

## **1.2. OBJETIVOS**

### ***1.2.1. Objetivo Geral***

O objetivo deste trabalho é desenvolver um sistema computacional de uma microrrede bidirecional (Eletroposto) para carga rápida de Veículos Elétricos (VEs) usando a estratégia de valores médios aliado a uma função custo integrada para a otimização da operação do sistema.

### ***1.2.2. Objetivos Específicos***

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Revisão de equacionamentos dos sistemas de potência e controle através de valores médios.
- Elaboração do modelo computacional do Eletroposto em ambiente de simulação.

- Teste de operação com absorção e injeção de potência através de corrente elétrica.
- Revisão bibliográfica de algoritmos de inteligência computacional.
- Elaboração do algoritmo de gerenciamento do Eletroposto.
- Inserção do algoritmo de gerenciamento ao modelo do Eletroposto.

### **1.3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO**

No Capítulo 1, foi abordada a relevância do avanço nas tecnologias de veículos elétricos e fontes de energia renováveis, destacando também os desafios e as oportunidades relacionadas ao gerenciamento da energia elétrica.

No Capítulo 2, é discutida a evolução do sistema elétrico brasileiro, com ênfase no desenvolvimento da eletrônica de potência, além do potencial futuro desse sistema. Também é contextualizada a crescente tendência de vendas de veículos elétricos, a diversidade dos tipos de veículos elétricos e a aplicação dos conceitos de Vehicle-to-Grid (V2G) e Geração Distribuída.

No Capítulo 3, é apresentado o conceito de microrrede, detalhando a modelagem do sistema simulado e o desenvolvimento do controle dos parâmetros da topologia, com a respectiva exemplificação da malha de controle.

No Capítulo 4, é descrito o sistema desenvolvido no ambiente Simulink, destacando sua eficiência por meio das formas de onda geradas pelo sistema.

No Capítulo 5, é abordada a otimização do sistema utilizando algoritmos genéticos, com ilustrações que demonstram a aplicação de diferentes funções de custo na análise do desempenho do sistema.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as conclusões derivadas do trabalho desenvolvido.

---

## 2. CONTEXTUALIZAÇÃO DO TRABALHO

---

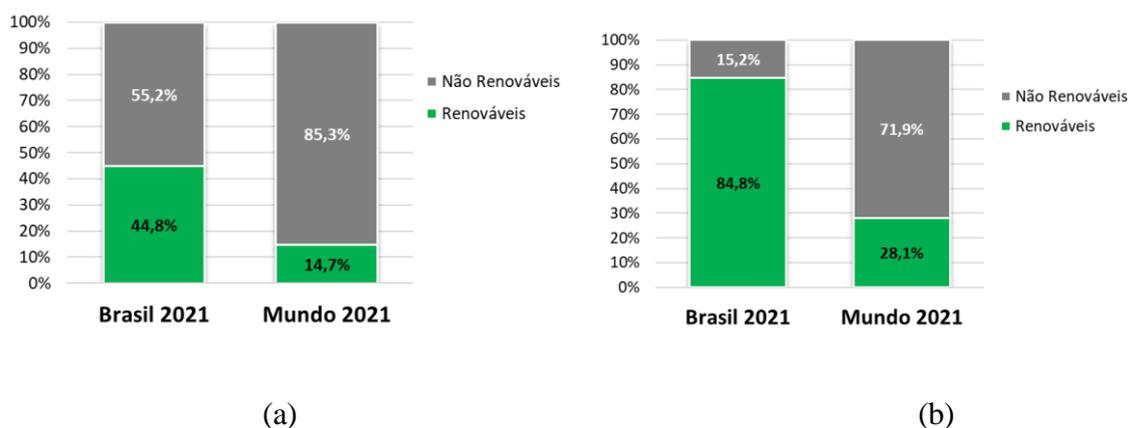
### 2.1. EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Nos últimos anos, o crescimento urbano e tecnológico tem exigido transformações significativas no setor elétrico brasileiro. Nesse contexto, a criação do Sistema Interligado Nacional (SIN), que permite a transferência de energia entre diferentes subsistemas, mostrou-se fundamental para atender às demandas crescentes por energia. Além disso, avanços tecnológicos e a viabilidade econômica de fontes renováveis têm impulsionado a adoção da Geração Distribuída (GD). Essa nova abordagem está mudando a dinâmica da distribuição elétrica, que antes era passiva e caracterizada por um fluxo unidirecional de energia, para um modelo ativo, com transporte bidirecional e integração de fontes alternativas diretamente na rede de distribuição.

Com isso, um dos principais desafios para as redes de distribuição é a variabilidade da demanda, especialmente durante os horários de pico, o que afeta a manutenção da qualidade da energia fornecida. Nesse contexto, a estratégia de equalização entre consumo e geração, combinada com o uso de tecnologias de armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos e a adoção de veículos elétricos, oferece uma solução promissora. Esses veículos, por meio da tecnologia V2G (*Vehicle-to-Grid*), podem interagir com a rede elétrica, contribuindo para um sistema mais equilibrado e eficiente.

Em âmbito nacional, observa-se que a matriz energética brasileira possui uma característica mais renovável em comparação à média mundial (Figura 1(a)). Esse perfil é resultado da alta participação de fontes como hidrelétrica, eólica e biomassa, ao passo que, globalmente, há maior dependência de combustíveis fósseis.

Figura 1 - Perfil de Consumo (a) e Geração (b) de Energia Elétrica do Brasil e do Mundo em 2021.



Fonte: (“MATRIZ ENERGÉTICA”, [s.d.]

A Figura 1(b) ilustra a comparação entre a matriz de geração elétrica do Brasil e a mundial, destacando as diferenças no uso de fontes renováveis e fósseis. Enquanto o Brasil se sobressai pela predominância de hidrelétricas, energia eólica e solar, a matriz global ainda é majoritariamente baseada em combustíveis fósseis, como carvão e gás natural. Essa análise evidencia o papel do Brasil na transição energética e sua contribuição para um sistema mais sustentável, alinhado às metas globais de descarbonização e eficiência energética.

## 2.2. VEÍCULOS ELÉTRICOS

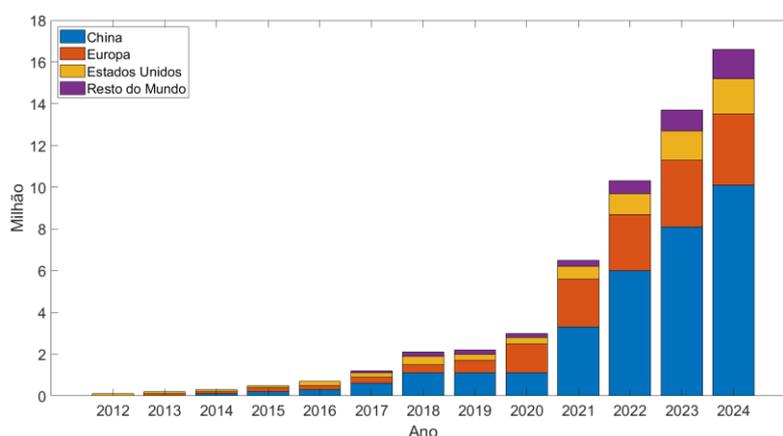
O crescimento da eletrificação veicular está intrinsecamente associado ao aumento no consumo de energia elétrica, impulsionado pela introdução de veículos elétricos (VE) e seus derivados, como os veículos elétricos a bateria (VEB) e os veículos elétricos híbridos plug-in (VEHP) (BIBAK; TEKINER-MOĞULKOÇ, 2021). Esses veículos contribuem significativamente para a redução das emissões de CO<sub>2</sub> e gases de efeito estufa em comparação com veículos a combustão, que ainda predominam na frota brasileira e são movidos principalmente por combustíveis fósseis (“Frota de Veículos - 2023 — Ministério dos Transportes”, [s.d.]), (“Frota de Carros Elétricos no Brasil | NeoCharge”, [s.d.]). Projeções indicam que a eletrificação da frota nacional deve superar um milhão de veículos, entre VEs e híbridos, até 2032 (“Relatorio Final do PNE 2050 — Ministério de Minas e Energia”, [s.d.]).

Embora seja ambientalmente benéfica, a integração desse tipo de carga ao Sistema Interligado Nacional (SIN) pode gerar efeitos significativos se feita de forma indiscriminada e sem regulação. À medida que veículos antes movidos por combustíveis fósseis passam a demandar cada vez mais eletricidade, o sistema pode enfrentar sobrecarga, especialmente com a utilização de carregadores de alta potência que chegam a ultrapassar 400 kW, como ocorre com os carregadores CC ultrarrápidos (ALAM; MUTTAQI; SUTANTO, 2016), (“Tipos de Carregadores para Carros Elétricos | NeoCharge”, [s.d.]).

As Figura 2 e Figura 3 apresentam, respectivamente, a evolução nos últimos anos do licenciamento de veículos elétricos e híbridos em comparação ao licenciamento total de veículos no Brasil e o total de vendas de veículos elétricos em todo o mundo, destacando o aumento gradual na participação de tecnologias mais seguras no mercado nacional. Esse crescimento reflete uma resposta às políticas de incentivo à mobilidade elétrica e à ampliação da infraestrutura de carregamento, alinhadas às metas globais diretas de redução de emissões de gases de efeito estufa e promoção da eficiência energética.

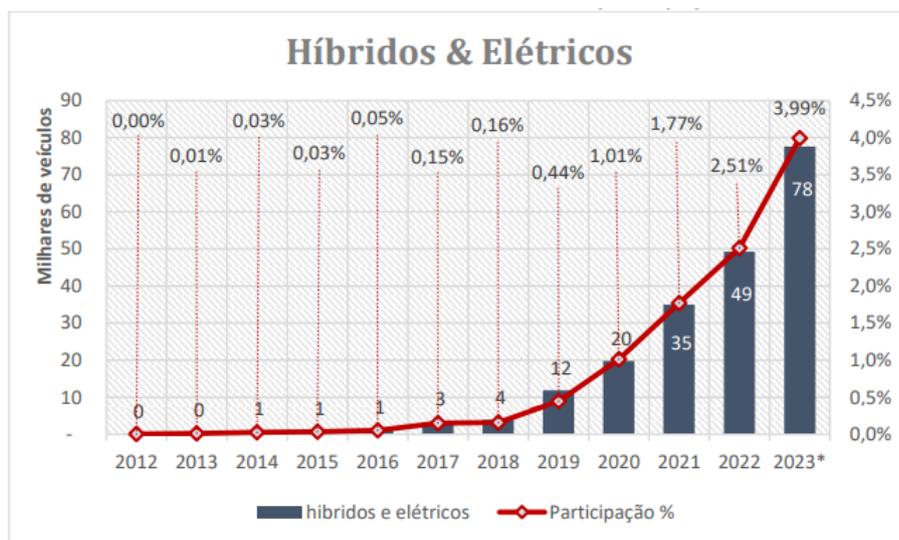
Com o aumento da frota de veículos elétricos e híbridos, surgem novos desafios técnicos e econômicos para a infraestrutura elétrica e para o planejamento energético nacional. Nesse contexto, a necessidade de um sistema de carga rápida e bidirecional torna-se fundamental. A implementação de um microrrede de carga rápida não apenas atende à demanda de carregamento, mas também potencializa o uso eficiente de fontes renováveis e a integração de funções de controle de demanda, colaborando com a estabilidade e a eficiência da rede elétrica.

Figura 2 - Vendas de Veículos Elétricos, 2012-2024.



Fonte: Adaptado de (“Global EV Outlook 2024 – Análise - IEA”, [s.d.]).

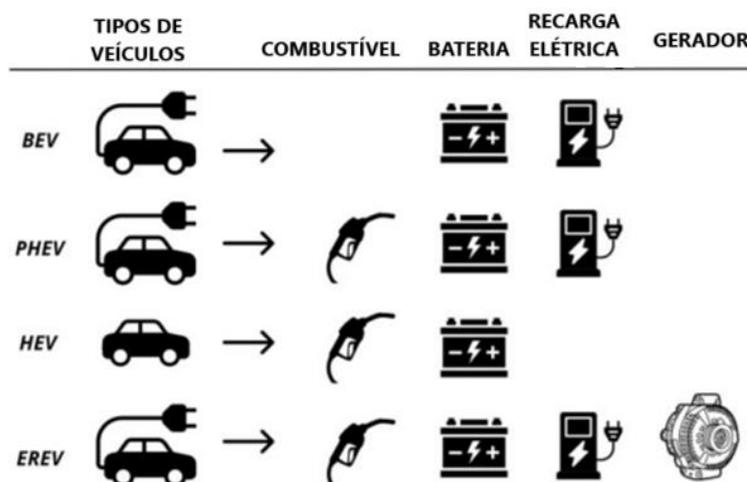
Figura 3 - Licenciamento de híbridos e elétricos e participação no licenciamento total.



Fonte: (“Publicações”, [s.d.]).

A Figura 4 apresenta os tipos de veículos elétricos à bateria. Intrinsecamente, esses tipos de automóveis são sustentados por baterias nas quais necessitam de energia CC para seu suprimento. Em geral, as mesmas absorvem energia contínua de um sistema majoritariamente alimentado por energia em CA, podendo ter sua característica de velocidade de carregamento interligada à sua capacidade de potência de fornecimento.

Figura 4 - Tipos de Veículos Elétricos.



Fonte: Adaptado de (CAMARGO et al., 2023).

- *Battery Electric Vehicles (BEV)*

Os veículos elétricos a bateria (BEVs) são movidos exclusivamente por baterias de íons de lítio e motores elétricos. Sua operação depende da energia armazenada na bateria, que pode ser recarregada por fontes externas (como a rede elétrica) ou por frenagem regenerativa. A maioria utiliza motores de corrente alternada (CA), o que requer um sistema de conversão de energia de corrente contínua (CC) para CA. Limitações comuns incluem alcance, velocidade, duração da bateria e preço (BIBAK; TEKINER-MOĞULKOÇ, 2021), (ZHENG et al., 2019).

- *Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV)*

Os PHEVs combinam motores elétricos e de combustão interna. Suas baterias podem ser recarregadas via rede elétrica ou frenagem regenerativa. O veículo alterna entre os dois motores, dependendo das condições de rota e velocidade. Embora mitiguem algumas limitações dos BEVs, consomem mais energia e combustível, principalmente em trajetos mais longos do que a autonomia das baterias (BIBAK; TEKINER-MOĞULKOÇ, 2021) (ZHENG et al., 2019).

- *Hybrid Electric Vehicles (HEV)*

Os HEVs combinam um motor de combustão com motores elétricos e baterias recarregáveis por frenagem regenerativa ou pelo próprio motor de combustão. Ao contrário dos PHEVs, os HEVs não podem ser recarregados via rede elétrica. Os motores elétricos auxiliam ou operam de forma independente do motor de combustão (BIBAK; TEKINER-MOĞULKOÇ, 2021) (ZHENG et al., 2019).

- *Extended-Range Electric Vehicle (EREV)*

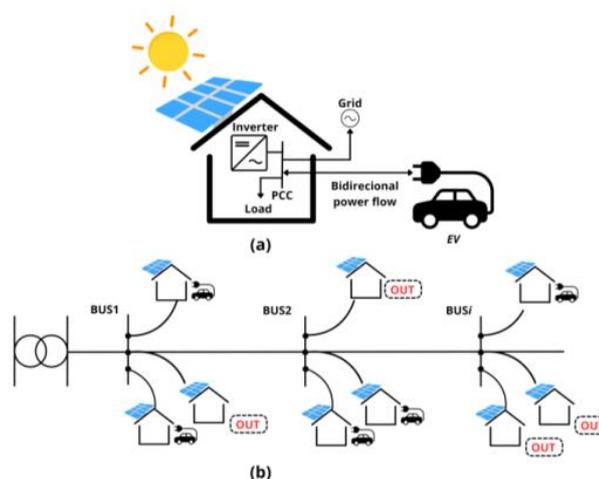
Os EREVs, ou BEVx, possuem unidades auxiliares de energia (APUs) alimentadas por combustíveis fósseis, que recarregam as baterias quando estas se esgotam. Seu motor elétrico sempre aciona as rodas, enquanto o motor de combustão é utilizado apenas para recarregar a

bateria. Caracterizam-se por baixa emissão e maior alcance em comparação aos outros tipos de veículos elétricos (BIBAK; TEKINER-MOĞULKOÇ, 2021) (ZHENG et al., 2019).

### 2.3. TECNOLOGIA V2G (VEHICLE-TO-GRID)

Conforme a contextualização apresentada em 2.2, a tecnologia V2G evoluiu proporcionalmente ao crescimento dos veículos elétricos (VEs) e sua integração ao sistema elétrico. Esse conceito reflete o papel dual dos VEs, que podem operar tanto como carga (G2V) para o suprimento de suas baterias quanto como fonte de energia para a rede (V2G). Assim, além de consumir energia para recarga, os VEs oferecem benefícios significativos ao sistema elétrico, já que o fluxo reverso de energia para a rede pode contribuir para a estabilização e suavização da carga, especialmente durante períodos de alta demanda. A Figura 5 ilustra o conceito V2G apresentado em um sistema elétrico.

Figura 5 - Veículos Elétricos conectados em um sistema de geração fotovoltaica: (a) individualmente; (b) em grupo.



Fonte: (CAMARGO et al., 2023).

### 2.4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com a constante mudança no cenário do setor elétrico brasileiro, regida pela Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabelece as

diretrizes para a geração distribuída de energia elétrica, o Brasil tem promovido um ambiente propício à integração de fontes renováveis no sistema elétrico (“AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL”, [s.d.]) (SILVA et al., 2021).

Dados estimados em (“O Sistema em Números”, [s.d.]) indicam uma projeção de crescimento substancial na participação das fontes renováveis na matriz energética nos próximos anos. Dentre essas fontes, estima-se que aproximadamente 9% da geração total de energia será proveniente de geração solar fotovoltaica. Esse aumento reflete a expansão da capacidade instalada de sistemas solares, impulsionada por políticas de incentivo, redução dos custos de implementação e a crescente demanda por soluções sustentáveis no setor energético.

Tornam-se, portanto, essenciais os estudos técnicos sobre o comportamento do Sistema Elétrico de Potência (SEP) quando integrado à Geração Distribuída (GD), a qual abrange fontes renováveis de energia, cogeração qualificada, sistemas de *backup* e outras modalidades. A Geração Distribuída é caracterizada pela instalação de unidades geradoras no local de consumo ou nas proximidades dos centros de carga, com o objetivo de otimizar a distribuição e o uso da energia. A análise desse comportamento é crucial para compreender os impactos na estabilidade, eficiência e segurança do sistema elétrico, bem como para aprimorar a gestão da rede diante da crescente integração de tecnologias descentralizadas.

Com a implementação desta tecnologia, é imperativo realizar, em larga escala, o monitoramento do sistema responsável por absorver o excedente injetado, uma vez que essa integração pode acarretar impactos adversos à rede, como perdas elétricas, conforme abordado em (OLIVEIRA et al., 2023), além de distorções nas formas de onda, prejudicando a qualidade da energia fornecida. Entretanto, quando adequadamente projetado, o sistema pode oferecer benefícios significativos, interagindo com a rede elétrica como um fornecedor de energia, aliviando a operação durante picos de demanda e contribuindo para a otimização do perfil de tensão, conforme evidenciado em (KHAN; KHAN, 2016).

---

### 3. ANÁLISE DO SISTEMA DESENVOLVIDO

---

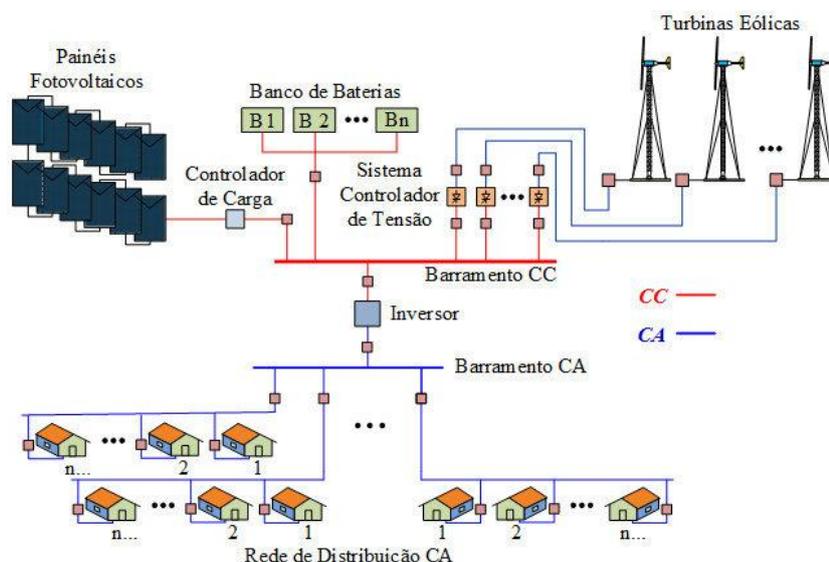
O conceito de microrrede, composto por fontes de geração distribuída (GD), sistemas de armazenamento de energia e cargas controláveis, tem registrado um crescimento expressivo nos últimos anos devido à sua flexibilidade e potencial de resiliência. Esses sistemas são específicos para operar em um ponto de conexão comum (PCC), que permite uma integração controlada e estável com a rede elétrica principal, possibilitando tanto o fluxo de potência bidirecional quanto a operação em modo isolado (off-grid) quando necessário. Isso significa que o excedente de geração de energia dentro da microrrede pode ser injetado na rede principal, enquanto a microrrede pode consumir energia da rede externa em situações de escassez.

A Figura 6 ilustra o protótipo de uma microrrede, destacando a integração de fontes de geração, sistemas de armazenamento e cargas, com o objetivo de melhoria do gerenciamento da energia gerada e consumida. Este protótipo também exemplifica como a operação bidirecional é realizada, permitindo a injeção de excedente de energia na rede ou o consumo da rede em momentos de alta demanda ou baixa geração local.

Um dos principais desafios técnicos nas microrredes é o controle da estabilidade de tensão e frequência, particularmente em cenários de carga variável e de intermitência nas fontes de geração renovável, como a solar e a eólica. Para gerenciar essas flutuações, são usados conversores eletrônicos de potência e *drivers* avançados, como inversores e conversores bidirecionais, que regulam o fluxo de energia, garantindo a qualidade da energia fornecida e mantendo a sincronização com a rede principal. Estes dispositivos desempenham um papel crucial na conversão e no condicionamento da energia proveniente de fontes diversas, permitindo que a operação seja segura, eficiente e esteja dentro dos padrões de qualidade exigidos.

Além disso, as microrredes têm um papel essencial na resiliência da infraestrutura elétrica, pois são capazes de operar de forma autônoma em caso de falha ou desconexão da rede principal. Essa capacidade garante o fornecimento de energia para instalações críticas, promovendo maior segurança e confiabilidade na oferta de energia.

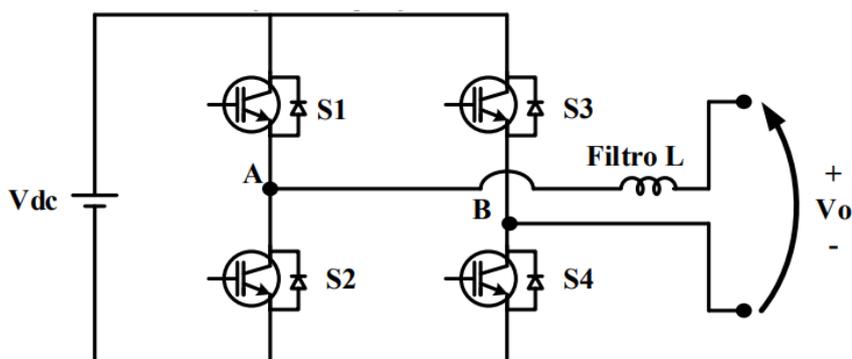
Figura 6 - Esquema simplificado de uma microrrede.



Fonte: (“(PDF) Rede Híbrida de Distribuição de Energia em CC e CA como uma Solução Alternativa para Microrredes Isoladas”, [s.d.]

A adoção de um inversor é essencial para o desenvolvimento de um sistema de conversão de energia bidirecional. Este componente garante a conversão eficiente da energia, possibilitando tanto a injeção quanto a retirada de energia da rede elétrica. A Figura 7 ilustra a topologia do inversor em configuração monofásica, destacando suas características e a estrutura necessária para o funcionamento adequado do sistema.

Figura 7 - Topologia monofásica de um inversor.

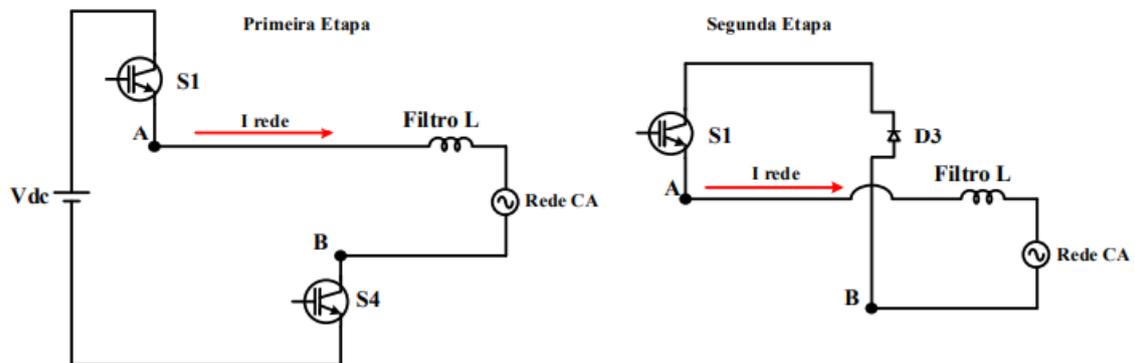


Fonte: Adaptado de (“Eletrônica de Potência: Análise e Projetos de Circuitos - Daniel W. Hart - Google Livros”, [s.d.]

A modelagem das equações do inversor ocorre durante as fases de operação, considerando o modo de condução contínua (MCC). Para simplificar a análise, assume-se que

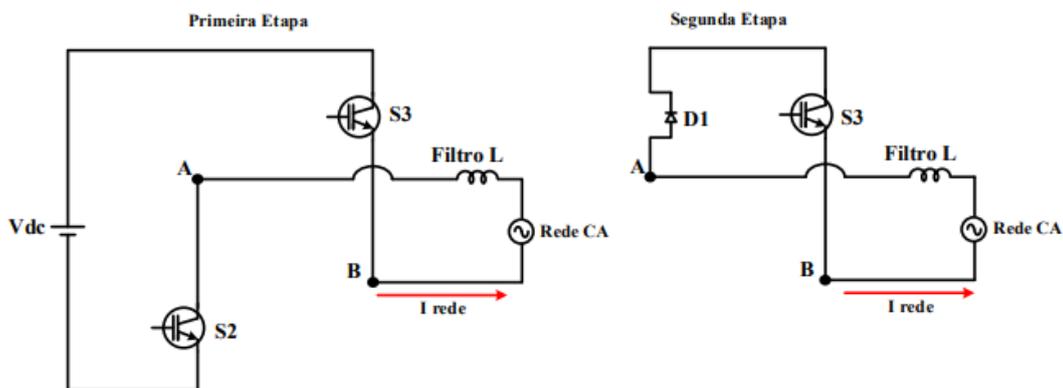
os componentes eletromagnéticos e semicondutores são ideais, permitindo condução e bloqueio instantâneos. Em regime permanente, a tensão média no indutor é nula, o que fundamenta o desenvolvimento das equações. As Figuras 8 e 9 ilustram os semiciclos positivo e negativo, respectivamente, evidenciando os comportamentos operacionais do inversor em cada estágio (etapas de operação).

Figura 8 - Semiciclo Positivo de operação do inversor.



Fonte: Próprio Autor, 2024.

Figura 9 - Semiciclo Negativo de operação do inversor.



Fonte: Próprio Autor, 2024.

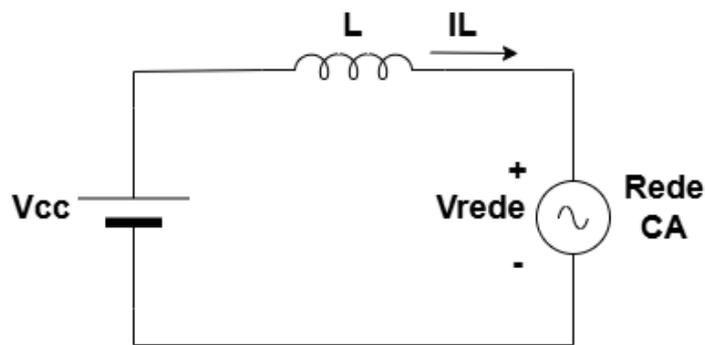
Tendo em vista a topologia apresentada na Figura 7, para aplicação do sistema de controle proposto, sendo o principal objetivo reduzir os esforços computacionais associados à simulação e implementação do sistema – resultando em respostas dinâmicas mais rápidas e eficientes – se fez necessária a não utilização das topologias tradicionais de inversores com modulação direta de chaveamento. Assim, optando-se por uma abordagem alternativa, utilizando a sua modelagem equivalente em espaço de estado no domínio da frequência.

### 3.1. MODELAGEM DO SISTEMA

#### 3.1.1. Modelo Médio do Inversor para Conexão com a rede CA

O modelo equivalente por fase do inversor, ilustrado na Figura 7, que realiza a conexão entre o sistema CC e a rede CA, é apresentado na Figura 10. Nesse modelo, a Função de Transferência, em Laplace, refletirá o comportamento dinâmico do sistema de forma simplificada.

Figura 10 - Modelo equivalente monofásico do inversor.



Fonte: Próprio autor, 2024.

$$m(s).V_{cc} - V_{rede(s)} = s.L.I_L(s) \quad (1)$$

$$I_L(s) = \frac{m(s).V_{cc} - V_{rede(s)}}{s.L} \quad (2)$$

sendo: “ $V_{CC}$ ” a tensão CC de entrada, “ $L_{rede}$ ” o filtro indutivo de conexão, “ $V_{rede}$ ” a tensão CA da rede e “ $m$ ” o índice de modulação (definido como a relação entre o valor de pico da tensão da rede e a tensão CC de entrada). A analogia se faz válida para o sistema trifásico, uma vez que os valores médios de  $I_{L(A)}$ ,  $I_{L(B)}$  e  $I_{L(C)}$  terão defasagem de  $120^\circ$  elétricos entre si.

### 3.1.2. Planta de Controle para a corrente de saída do inversor ( $I_L$ )

Adiante, na modelagem da planta de controle do inversor, assume-se valor nulo para  $V_{rede}$ , isto posto afim de analisar apenas o comportamento do sistema de controle sem perturbações externas. Portanto, a Planta de Controle é dada por:

$$\frac{I_L(s)}{m(s)} = \frac{V_{CC}}{sL} \quad (3)$$

Em (3) evidencia que  $I_L(s)$  depende diretamente do índice de modulação, da tensão de entrada CC e do filtro indutivo.

Além da Função de Transferência demonstrada, o controlador Proporcional-Integral (PI) pode ser obtido como segue:

$$PI(s) = k_p + \frac{k_i}{s} \quad (4)$$

$$MF = 180^\circ + fase \quad (5)$$

Sendo “ $k_p$ ” o ganho proporcional, “ $k_i$ ” o ganho integral e “fase” a fase do sistema não compensado em malha aberta na frequência de cruzamento proporcional à velocidade de resposta do sistema e “MF” a margem de fase.

$$\tau_i = \frac{\tan((MF_{desejada} - MF) + 90^\circ)}{2\pi f_c} \quad (6)$$

Onde  $MF_{desejada}$  é a margem de fase desejada (em torno de  $60^\circ$ ),  $f_c$  a frequência de cruzamento de ganho do controlador de corrente – a qual é alocada uma década abaixo da frequência de comutação do inversor, e  $\tau_i$  o atraso de fase do sistema. Para garantir que interferências de outros elementos de controle, como a malha de tensão e filtros, não comprometam a estabilidade da resposta da malha de corrente, é desejável que a margem de fase do sistema fique na faixa de 45 a 75 graus. Assim, a planta parcial para este atraso de fase é dada da seguinte forma:

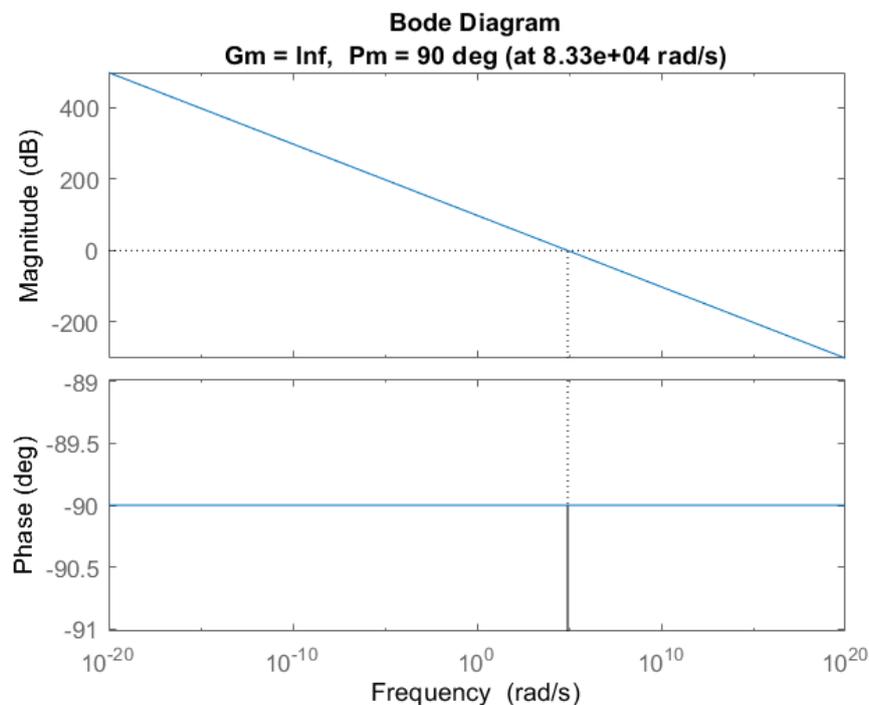
$$Planta_{parcial} = \frac{V_{CC}}{sL} \frac{(\tau_i s + 1)}{s} \quad (7)$$

Encontrando o ganho de (7) para a frequência de cruzamento desejada, pode obter  $PI(s)$ , como segue:

$$PI(s) = \frac{1}{Ganho} \cdot \tau_i + \frac{1}{s} \quad (8)$$

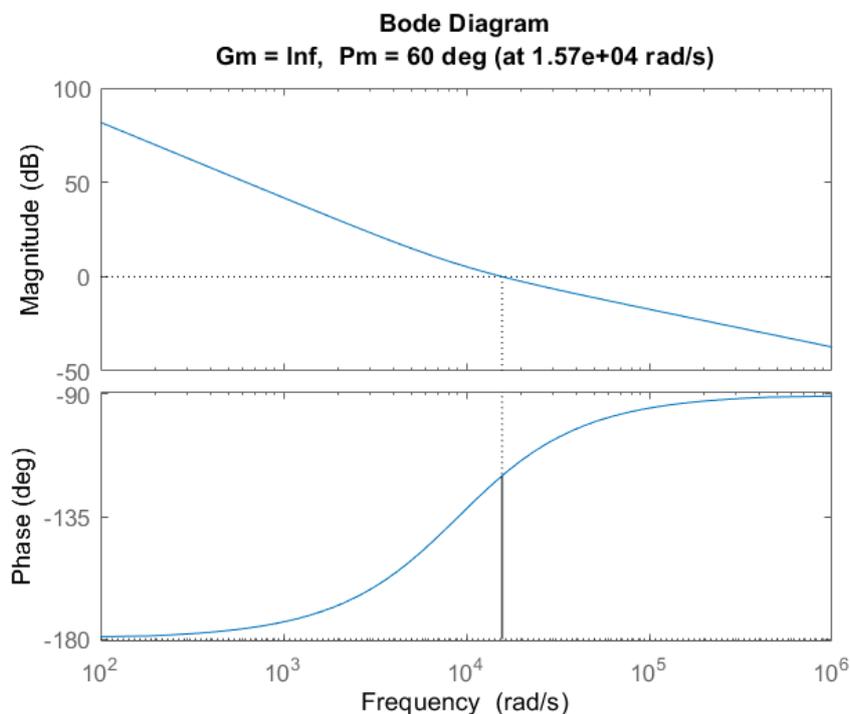
A Figura 11 e a Figura 12 apresentam, respectivamente, os diagramas de Bode para a planta antes e após a adoção do compensador. A análise da Figura 11 mostra o comportamento da planta original, evidenciado pela sua resposta em frequência, que pode indicar instabilidade, baixa margem de ganho ou fase inadequada. Já na Figura 12, após a aplicação do compensador, observa-se uma alteração significativa nos diagramas de Bode, refletindo uma melhora na estabilidade do sistema, com o aumento da margem de ganho e de fase, conforme os requisitos especificados. Dessa forma, o compensador foi eficaz em modificar a resposta da planta, garantindo que o sistema atingisse as especificações desejadas de desempenho e robustez.

Figura 11 - Diagrama de Bode da planta, representada na Equação 3, sem compensador para corrente.



Fonte: Próprio autor, 2024.

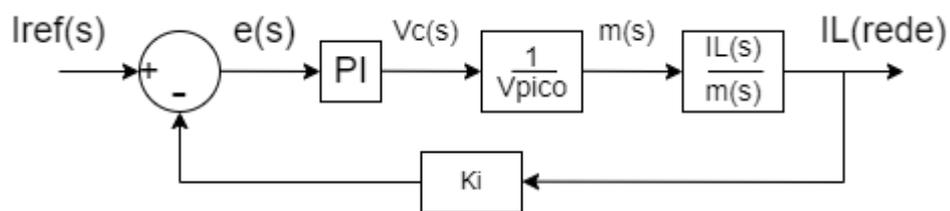
Figura 12 - Diagrama de Bode da planta, representada na Equação 3, com compensador para corrente.



Fonte: Próprio autor, 2024.

A Figura 13 apresenta o diagrama de blocos em malha aberta para controle da corrente de saída  $I_L$ .

Figura 13 - Malha de controle de corrente.



Fonte: Próprio autor, 2024.

Onde:

- $I_{ref}(s)$  é a corrente de referência projetada para suprimento do sistema e injeção na rede;

- PI (Proporcional-Integral) representa o controlador;
- $1/V_{pico}$  indica a relação para se obter o índice de modulação;
- $I_L(s)/m(s)$  determina como variações na razão cíclica alteram a corrente de saída do inversor;
- $K_i$  representa o ganho integral do sensor de corrente.

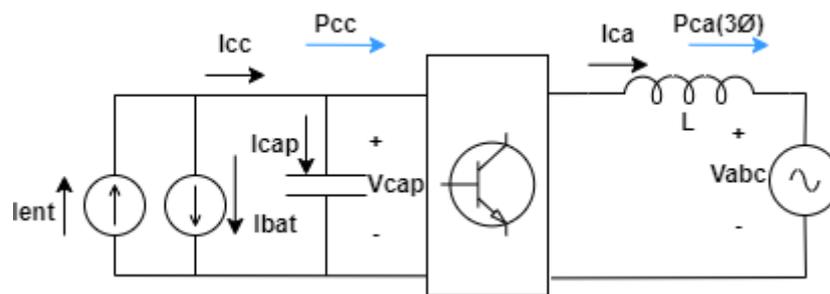
Isto imposto, a planta de controle pode ser representada pela seguinte Função de Transferência em Malha Aberta, considerando unitário para o controlador:

$$\frac{1}{V_{pico}} \cdot \frac{I_L(s)}{m(s)} \cdot k_i(s) \quad (9)$$

### 3.1.3. Modelo Médio da Tensão no Barramento CC

Para suprimento e bom desempenho do sistema, no barramento CC, há um capacitor de entrada cuja função, além de estabilização, tem como objetivo filtragem de ondulações. Com isso, a Figura 14 apresenta um esquemático de sua conexão ao sistema, por conseguinte, seu modelo médio em Equação de Estado é apresentado na sequência:

Figura 14 - Modelo do inversor conectado à rede.



Próprio autor, 2024.

Em termos trifásicos:

$$i_{cap} = i_{CC} - i_{CA} \quad (10)$$

$$i_{CC} - (i_{L(A)} \cdot m + i_{L(B)} \cdot m + i_{L(C)} \cdot m) = C \cdot \frac{dv_{cap}}{dt} \quad (11)$$

$$V_{cap}(s) = \frac{I_{CC}(s) - (I_{L(A)}(s) \cdot m(s) + I_{L(B)}(s) \cdot m(s) + I_{L(C)}(s) \cdot m(s))}{s \cdot C} \quad (12)$$

Onde:

$V_{cap}(s)$  é a tensão aplicada ao capacitor de entrada em volts (V);

$I_{CC}(s)$  é a corrente CC equivalente de entrada do sistema em ampère (A);

$I_{L(i)}(s)$  é a corrente de saída CA da i-ésima fase em ampère (A);

$m(s)$  é o índice de modulação;

$C$  é a capacitância do capacitor de entrada do sistema em mili Farad (mF).

### 3.1.4. Planta de Controle para a tensão no barramento CC

Considerando a Lei da Conservação de Energia, onde a potência CC de entrada é igual à potência CA de saída, a planta de controle para a tensão no barramento CC pode ser expressa como:

$$i_{CC} \cdot V_{CC} = 3 \cdot V_{rms} \cdot I_{rms} \quad (13)$$

Sendo:  $V_{rms}$  e  $I_{rms}$  a tensão e corrente, respectivamente, da rede CA.

Aplicando a Transformada de Laplace, obtém-se a seguinte expressão:

$$\frac{V_{cap}(s)}{I_{pico}(s)} = \frac{3}{2} \cdot V_{pico} \cdot \frac{1}{s \cdot C \cdot V_{CC}} \quad (14)$$

Onde:

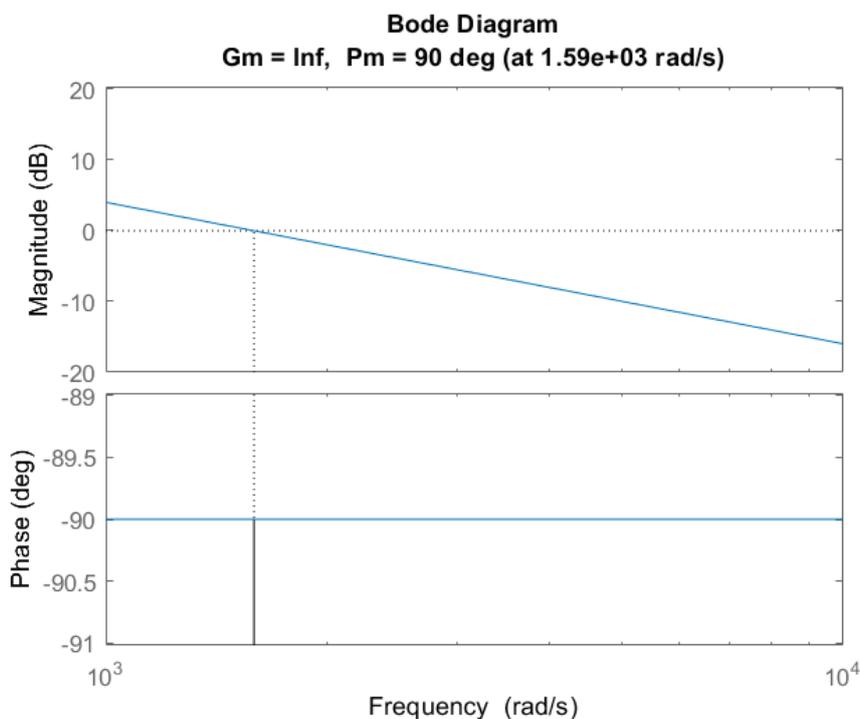
$I_{pico}(s)$  é a corrente de pico CA em ampère (A);

$V_{pico}$  é a tensão de pico CA em volts (V);

Desta forma, a equação destaca que C age como um filtro integrador para a corrente de saída do sistema, com um ganho de  $\frac{3}{2}V_{pico}$  definindo o nível de resposta da operação. Além disso, a tensão no capacitor responde de maneira inversamente proporcional à capacitância e a tensão CC aplicada, o que é evidenciado na expressão.

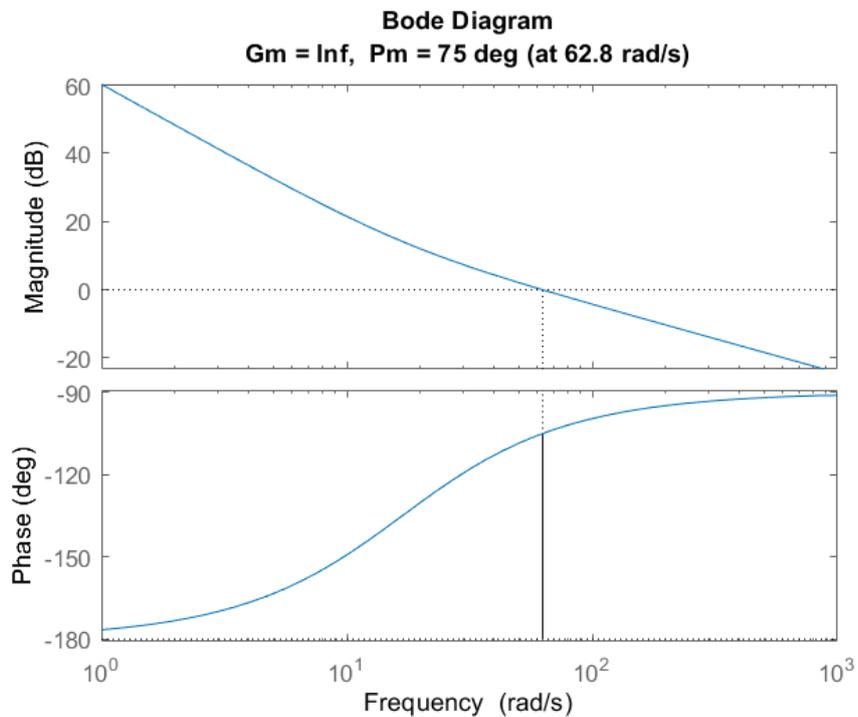
As Figuras 15 e 16 apresentam os diagramas de Bode da planta, respectivamente, sem e com a compensação baseada no controlador proporcional-integral (PI) aplicado ao controle de tensão. A Figura 15, correspondente à planta sem compensação, evidencia limitações no comportamento em frequência, como baixa margem de estabilidade ou resposta inadequada. Já a Figura 16, com o controlador PI implementado, demonstra melhorias significativas, como o aumento da margem de ganho e fase, alinhando-se às especificações do projeto. Esses resultados reforçam a necessidade do compensador para atender aos requisitos de estabilidade e desempenho desejados.

Figura 15 - Diagrama de Bode da planta, representada na Equação 14, sem compensador para tensão.



Fonte: Próprio autor, 2024.

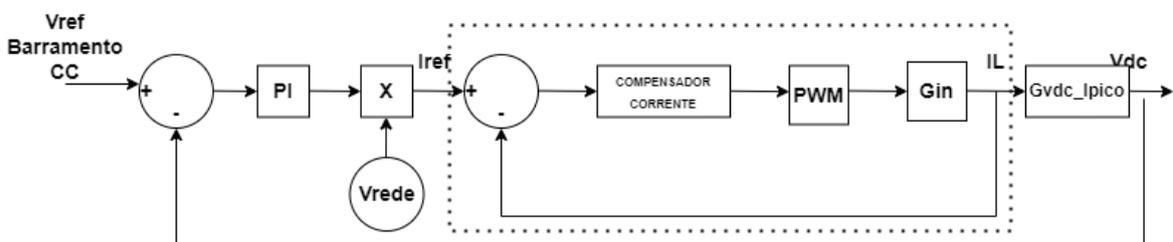
Figura 16 - Diagrama de Bode da planta, representada na Equação 14, com compensador para tensão.



Fonte: Próprio autor, 2024.

Os blocos de controle da tensão em malha aberta são apresentados na Figura 17.

Figura 17 - Malha de controle de tensão.



Fonte: Próprio Autor, 2024.

Onde a parte destacada em tracejado é a redução da malha de corrente. No esquemático acima,  $G_{vdc\_Ipico}$  refere-se à expressão apresentada em (14).

De maneira análoga às expressões 4, 5, 6, 7 e 8, é possível projetar o controlador PI para o controle da tensão no barramento CC. Nesse caso, a diferença principal reside na resposta do capacitor de entrada, que apresenta uma dinâmica mais lenta, resultando em uma resposta de baixa frequência e na Função de Transferência, a qual está apresentada em (14).

A margem de fase da malha de tensão será ajustada para um valor ligeiramente superior à da malha de corrente. Esse ajuste é necessário porque, para a planta de controle de tensão, é desejável minimizar oscilações no comportamento transitório, permitindo que o sistema atinja o valor de regime permanente de forma mais estável. Portanto, uma margem de fase maior é requerida na malha de tensão para assegurar uma resposta mais suave e menos suscetível a oscilações indesejadas.

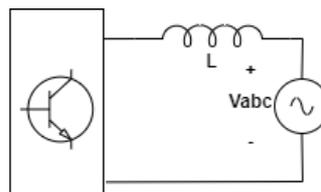
$$Planta_{parcial} = \frac{3}{2} \cdot V_{pico} \cdot \frac{1}{s \cdot C \cdot V_{cc}} \cdot \frac{(\tau_i \cdot s + 1)}{s} \quad (15)$$

Nota-se que a diferença foi dada na Função de Transferência de cada controle, resultando, assim, em um  $Planta_{parcial}$  diferente.

### 3.2. FILTRO INDUTIVO DE SAÍDA

Para conexão do inversor à rede elétrica, se faz necessário a integração de um filtro L em sua saída (Figura 18), de forma a controlar a injeção de corrente. Este componente passivo é necessário para redução da distorção harmônica. Estes elementos são projetados principalmente como filtros e influenciam a dinâmica do conversor, o que deve ser considerado no projeto dos controladores das malhas de controle (BRITO, 2013).

Figura 18 - Esquemático do filtro do inversor por fase.



Fonte: Próprio Autor, 2024.

Dependendo da aplicação e da carga acoplada, o filtro L pode ser dimensionado através da seguinte equação:

$$L = \frac{m(V_{CC} - V_{pico})}{\Delta I \cdot f_s} \quad (16)$$

Onde:

$\Delta I$  *Ripple* de corrente no indutor em porcentagem (%);

$f_s$  a frequência de chaveamento em quilohertz (Hz).

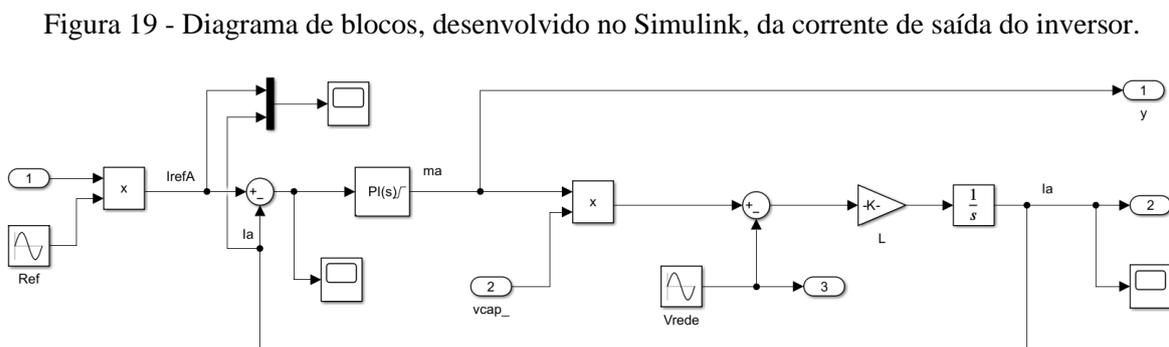
## 4. TOPOLOGIA DESENVOLVIDA

### 4.1. IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO MÉDIO DO INVERSOR NO SIMULINK

O modelo proposto inclui a operação de um conversor bidirecional, integrando controle e gerenciamento eficiente de energia. A arquitetura do sistema é projetada por meio de modelagem equacional baseada em valores médios, garantindo precisão na operação e estabilidade no controle. A topologia será implementada e validada em um ambiente de simulação computacional utilizando o programa MATLAB/Simulink, onde o sistema terá como foco a injeção otimizada de corrente elétrica. Além disso, será empregada uma função custo que visa minimizar as perdas elétricas e econômicas, promovendo maior eficiência no processo de carga dos VEs e na operação global da microrrede.

Com base nos modelos médios desenvolvidos e nos equacionamentos no domínio da frequência, aplicados por meio da Transformada de Laplace nas seções anteriores, o protótipo do sistema de carregamento de alta potência, alimentado por fontes de corrente, foi integrado ao ambiente de simulação.

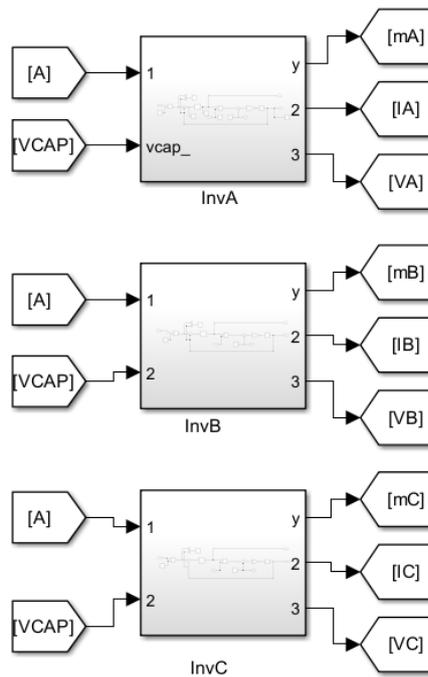
Para estruturar o modelo do inversor, os blocos foram organizados conforme ilustrado na Figura 19. Nesse diagrama de blocos, é possível visualizar a implementação da equação (2), representando de forma clara a relação entre os elementos do circuito.



Fonte: Próprio autor, 2024.

O diagrama apresentado acima corresponde ao valor médio desenvolvido por fase. Dessa forma, cada fase do sistema trifásico possui uma disposição análoga, diferenciando-se apenas pelo defasamento de  $120^\circ$  elétricos entre si. Assim, destaca-se a opção por montar o sistema trifásico com 3 inversores monofásicos.

Figura 20 – Diagrama, desenvolvido no Simulink, das correntes trifásicas de saída.



Fonte: Próprio autor, 2024.

A Figura 20 demonstra os diagramas reduzidos de cada fase para implementação do sistema trifásico equilibrado no Simulink. Observa-se que a topologia depende das variáveis definidas na equação (2), referente ao valor médio da corrente no indutor de saída. Além disso, cada controlador PI foi ajustado conforme necessidade de variação da entrada do sistema.

#### 4.1.1. Cálculo de $L$ (por fase)

O valor projetado, por fase, do indutor de saída do sistema é calculado através da equação (16), considerando os valores mencionados de  $V_{cc}$  e  $V_{pico}$ , o percentual do *ripple* de corrente no indutor adotado é de 10%.

$$I_{nom} = \frac{P}{\sqrt{3}V_{rede}} = \frac{50kW}{\sqrt{3}.220V} = 131,216A \quad (17)$$

$$\Delta I = 0,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 131,216A = 18,557A \quad (18)$$

$$L = \left( \frac{180V}{250V} \right) \cdot \frac{250V - 180V}{18,557A \cdot 25kHz} = 108,64\mu H \text{ (por fase)} \quad (19)$$

Onde:

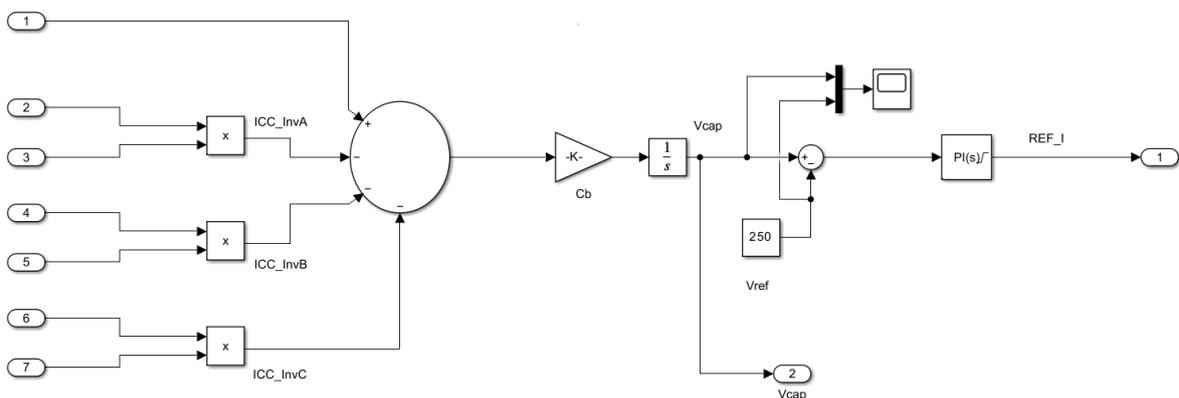
P é a potência ativa trifásica em watts (W).

## 4.2. CONTROLE DE TENSÃO NO CAPACITOR

Para a entrada do barramento CC, foi adotado o valor de 250V para Vdc. Esse valor também assegura uma margem adequada para compensar perdas internas, contribuindo para a eficiência e estabilidade do sistema.

Sendo assim, a tensão aplicada ao capacitor, expressa em (12), foi desenvolvida no Simulink conforme a Figura 21, considerando a corrente CC de entrada e as CA de saída de cada fase ponderada pelo índice de modulação.

Figura 21 - Diagrama de blocos, desenvolvido no Simulink, do controle de tensão no capacitor.



Fonte: Próprio autor, 2024.

### 4.2.1. Cálculo da capacitância no barramento CC

O valor da capacitância do barramento CC deve ser dimensionado de forma adequada para suprimir variações de tensão causadas por flutuações no fluxo de potência do inversor

bidirecional, sem comprometer a resposta dinâmica do sistema. Aplicando-se o critério de hold-up time, conforme a metodologia de [11], determina-se a capacitância  $C_b$ . A capacitância  $C_b$  é calculada conforme a Equação (20).

$$\left\{ \begin{array}{l} (V_{ccmin} = \eta(\%) \cdot V_{cc}) \\ t_{hu} = \frac{T}{2} \\ C_b = \frac{2 \cdot P \cdot t_{hu}}{V_{cc}^2 - V_{ccmin}^2} \end{array} \right\} \quad (20)$$

Onde:

$t_{hu}$ : Tempo de hold-up;

T: Tempo de um ciclo de tensão da rede elétrica;

$V_{CCmin}$ : Tensão mínima do barramento CC;

$\eta$  (%): Porcentagem da tensão nominal do barramento CC.

Assumindo uma variação de 5% na tensão de  $C_b$ , tem-se:

$$C_b = \frac{2.50kW}{[(250V)^2 - (0.95 \cdot 250)^2]} \cdot \frac{(\frac{1}{60})}{2} = 136,75mF \quad (21)$$

### 4.3. PARÂMETROS DE PROJETO DO INVERSOR

A Tabela 1 apresenta os valores de cada parâmetro utilizado na topologia, destacando sua relevância para atender às especificações do projeto e assegurar o desempenho desejado do sistema.

Tabela 1 - Parâmetros para topologia do inversor.

Parâmetros	Valores
Tensão do barramento CC ( $V_{CC}$ )	250 V
Tensão eficaz de saída CA ( $V_{rms}$ )	127 V

---

Tensão de pico de saída CA ( $V_{\text{pico}}$ )	180 V
Oscilação de corrente no indutor ( $\Delta I_L$ )	10%
Frequência de chaveamento ( $f_s$ )	25kHz
frequência da tensão de saída (rede)	60Hz
Potência máxima de saída trifásica ( $P$ )	50kW
Indutância do filtro por fase ( $L$ )	108,64 $\mu$ H
Capacitância do barramento	136,75mF

---

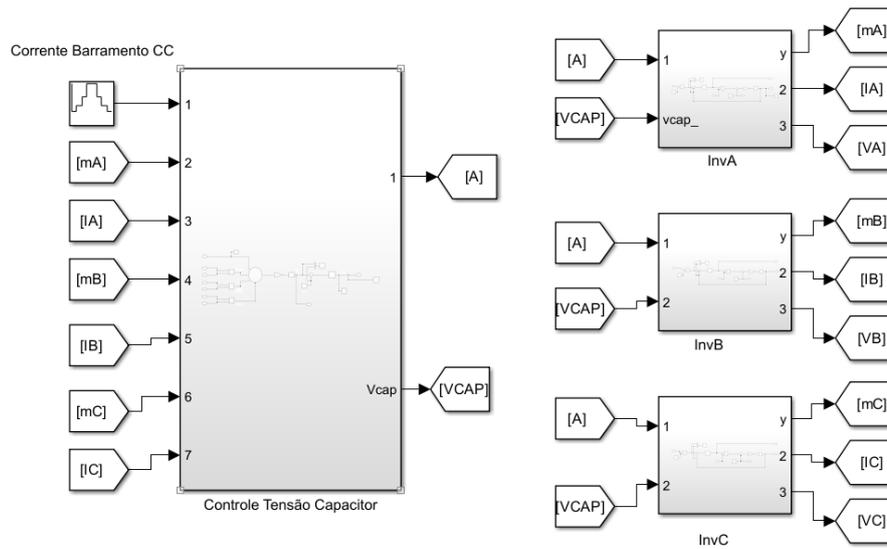
Fonte: Próprio autor, 2024.

#### 4.4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

A partir de todos os conceitos mencionados anteriormente, nesta seção serão apresentados os resultados das simulações realizadas para validar as ideias discutidas. As simulações foram ajustadas para observar e analisar o comportamento do sistema sob diversas condições e períodos, proporcionando uma visão abrangente sobre a eficácia e o desempenho da solução proposta. Cada simulação foi obtida com base nos critérios definidos, permitindo a avaliação das variáveis principais e das métricas de desempenho ao longo do tempo. Esses resultados demonstram a aplicabilidade prática do modelo teórico.

A Figura 22 apresenta a topologia do sistema desenvolvido por equações em espaço de estado no Simulink.

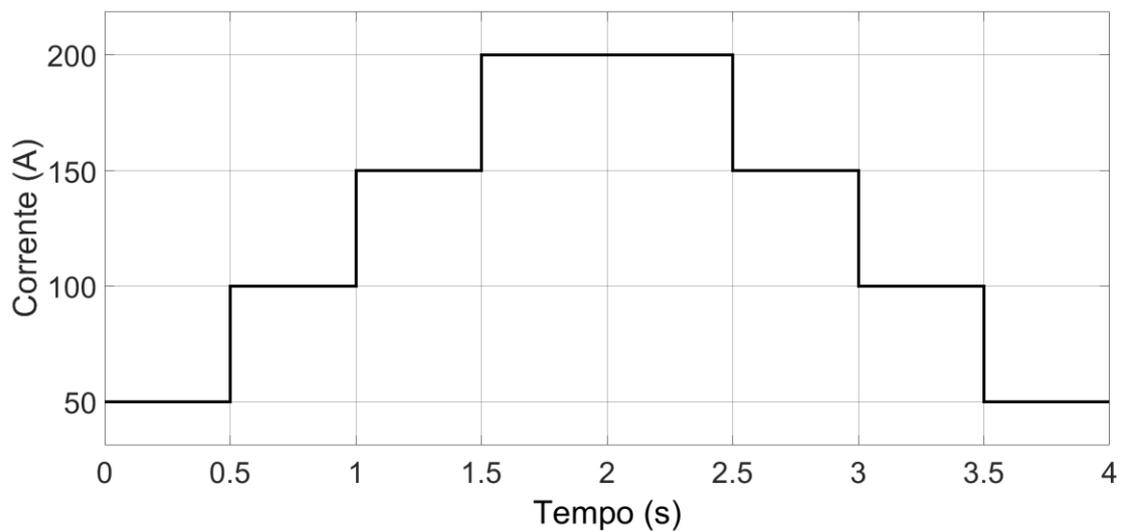
Figura 22 - Sistema completo desenvolvido no Simulink.



Fonte: Próprio autor, 2024.

Para a simulação e validação do sistema, foi utilizada uma forma de onda de corrente contínua (CC) variável no tempo, conforme ilustrado na Figura 23. Observa-se que o pico da corrente atinge 200 A, com comportamento simétrico tanto na fase de crescimento quanto na de declínio, reproduzindo assim uma dinâmica semelhante à de um sistema fotovoltaico em operação.

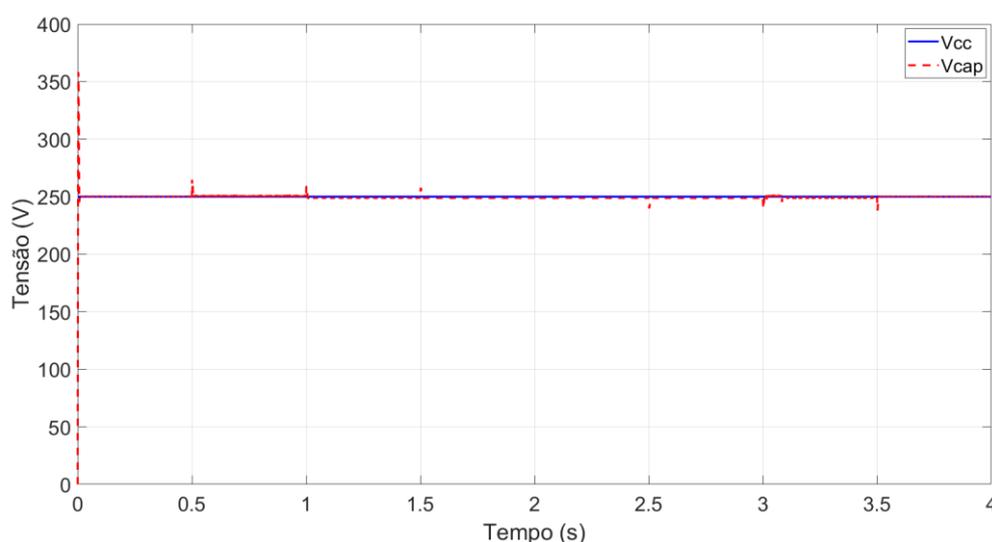
Figura 23 – Forma de onda da corrente de entrada do barramento CC.



Fonte: Próprio autor, 2024.

Considerando uma tensão de 250V aplicada ao barramento de corrente contínua (CC), o controle do sistema é configurado para manter a tensão no capacitor ( $V_{cap}$ ) de entrada igual à tensão aplicada no barramento. A capacitância foi projetada de maneira adequada para garantir o suprimento do campo elétrico e a capacidade de armazenamento necessária, de modo a suportar as variações de tensão ao longo do tempo. A Figura 24 seguir ilustra a variação da tensão de entrada e  $V_{cap}$  ao longo do tempo, destacando uma flutuação praticamente nula em regime permanente, evidenciando o controle eficiente implementado para o sistema.

Figura 24 - Forma de onda do comparativo da tensão do barramento e tensão do capacitor.

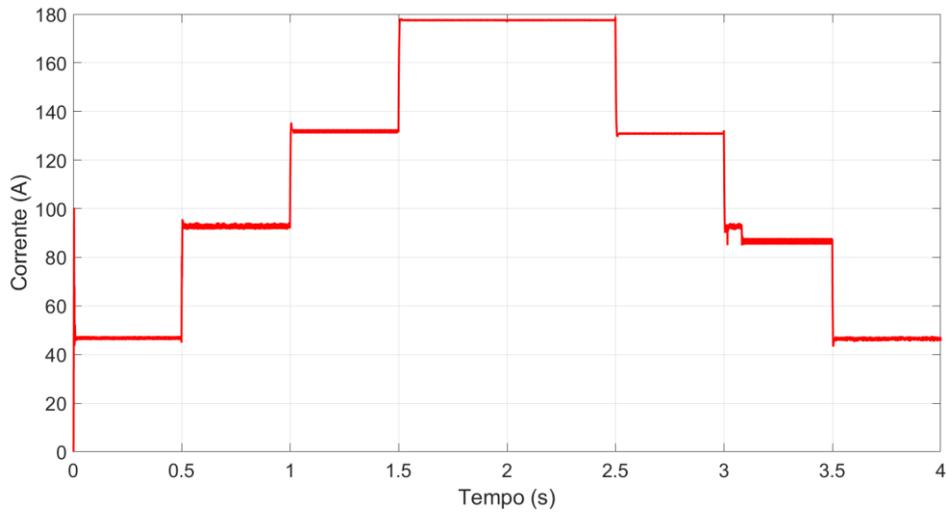


Fonte: Próprio autor, 2024.

Com base nessa análise, ao comparar os valores de entrada e saída, observa-se um erro próximo de zero. A tensão contínua (CC) aplicada ao capacitor (conforme mostrado na Figura 24) se mantém praticamente igual à tensão aplicada no barramento, com pequenas variações em regime permanente. Esse comportamento evidencia a adequação do controle aplicado, assegurando uma operação estável e eficiente do sistema.

A mesma análise é válida para a corrente que flui após o capacitor, a Figura 25 apresenta sua forma de onda, evidenciando a resposta obtida conforme a apresentada na Figura 23.

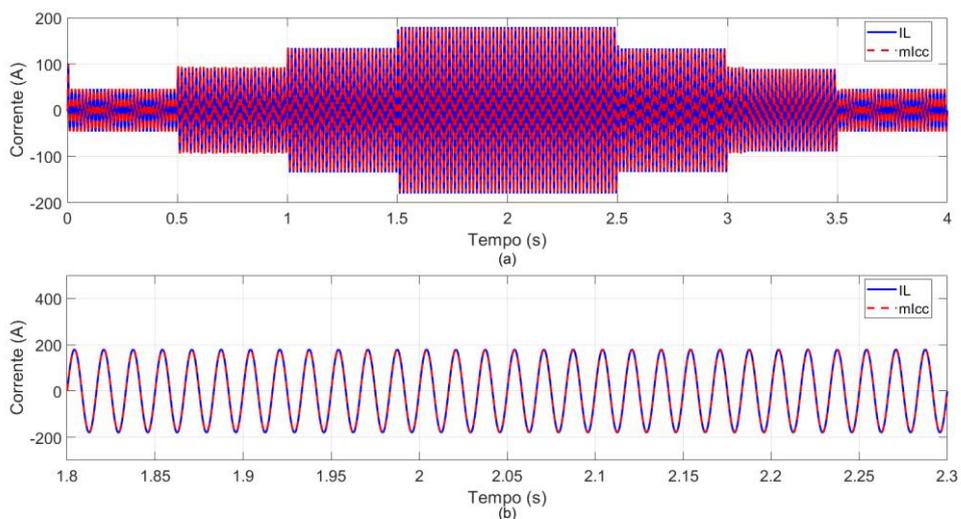
Figura 25 - Forma de onda da corrente CC resultante.



Fonte: Próprio autor, 2024.

Adicionalmente, a Figura 26 apresenta a comparação da corrente CA gerada pelo conversor (corrente de entrada ponderada com o índice  $m$ ) com a corrente CA, de uma fase, de saída ( $I_L$ ).

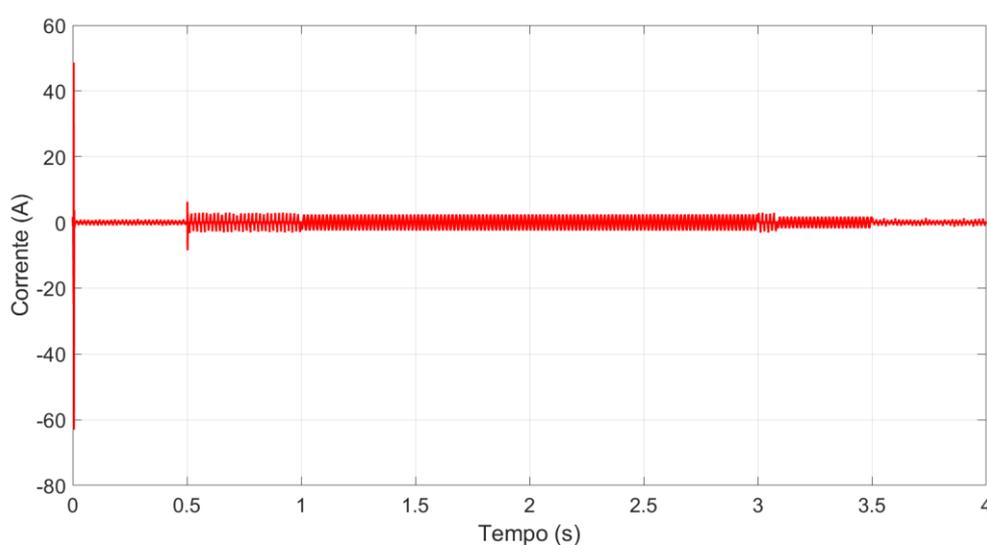
Figura 26 - Comparação entre a forma de onda da corrente alternada em uma fase do inversor e a corrente contínua ponderada em função do índice de modulação: (a) ciclo completo; (b) parte do ciclo.



Fonte: Próprio autor, 2024.

Observa-se que, para uma fase, a corrente gerada pelo conversor bidirecional segue um perfil quase idêntico ao da corrente de saída, demonstrando uma variação temporal congruente com a corrente contínua (CC) de entrada. Esse comportamento sugere que o conversor realiza uma conversão eficiente entre as energias, mantendo a forma e a magnitude da corrente em fase com a entrada, o que indica um controle adequado da dinâmica de fluxo de potência entre os domínios de corrente contínua e alternada.

Figura 27 - Erro resultante das correntes apresentadas na Figura 26.

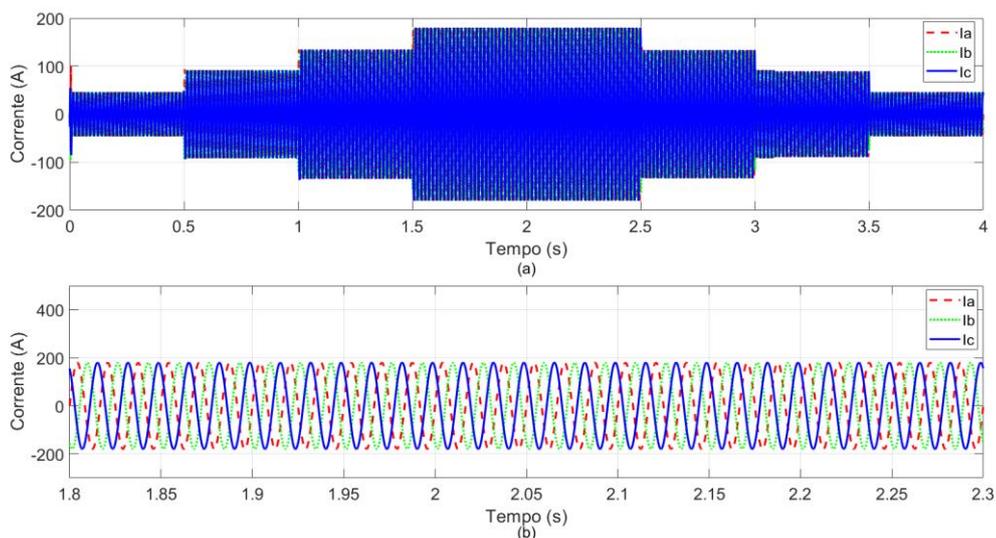


Fonte: Próprio autor, 2024.

Na Figura 27, observa-se a variação da corrente ao longo do tempo, apresentando oscilações em torno de zero. Essas oscilações indicam o comportamento dinâmico do sistema, evidenciando a eficácia tanto da topologia quanto do modelo aplicado. O comportamento oscilatório reflete o desempenho adequado na estabilização e no controle das correntes, conforme esperado para o sistema em questão.

É importante destacar que a corrente mostrada na figura se refere à corrente de uma única fase do sistema trifásico. As correntes trifásicas estão defasadas em  $120^\circ$  entre si, o que garante o equilíbrio do sistema trifásico. Esse equilíbrio é essencial para o funcionamento eficiente e estável do sistema, minimizando perdas e garantindo a operação correta do conversor.

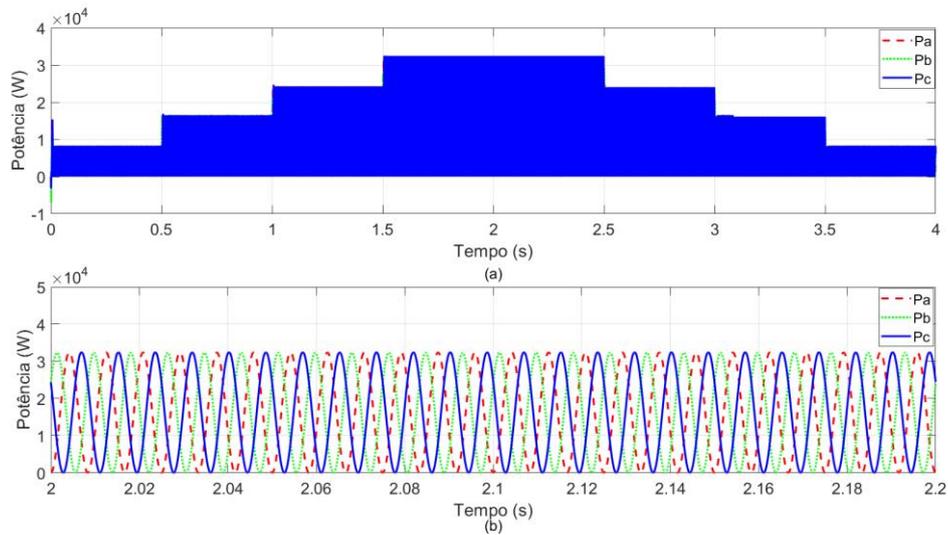
Figura 28 - Formas de ondas das correntes de saída do inversor: (a) ciclo completo; (b) parte do ciclo.



Fonte: Próprio autor, 2024.

Na Figura 28, é apresentada uma análise das correntes trifásicas de saída do sistema. Ao observar o comportamento das correntes em regime permanente, nota-se a ausência de ondulação significativa, o que indica um controle eficaz da forma de onda. Esse comportamento é um reflexo da boa estabilização do sistema, que se mantém nas correntes próximas aos valores ideais. Além disso, os valores de pico das correntes estão em conformidade com os níveis esperados, que são consistentes com os valores de entrada fornecidos pela fonte de corrente contínua (CC). Esse desempenho evidencia a capacidade do sistema em regular as correntes de forma precisa, minimizando distúrbios e garantindo a eficiência no processo de conversão e injeção de energia.

Figura 29 - Forma de onda da potência ativa de saída por fase: (a) ciclo completo; (b) parte do ciclo.



Fonte: Próprio autor, 2024.

A Figura 29 apresenta a potência ativa por fase na saída do sistema, evidenciando a eficiência da topologia implementada. Os resultados monofásicos indicam valores de potência próximos aos esperados, considerando a análise dos parâmetros de tensão e corrente aplicados à estrutura.

---

## 5. ALGORITMO GENÉTICO PARA OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA

---

### 5.1. ALGORITMO GENÉTICO

Os algoritmos genéticos (AG) específicos são uma classe de métodos computacionais inspirados nos mecanismos de evolução biológica, como seleção natural e recombinação genética. Sua principal aplicação é na resolução de problemas complexos de otimização e busca em grandes espaços de soluções, sendo amplamente utilizada em diversas áreas, como engenharia, inteligência artificial e bioinformática (“Algoritmos Genéticos”, [s.d.]).

Nos AGs, as soluções potenciais são representadas por estruturas de cromossomos, que envolvem vetores codificados contendo um conjunto de parâmetros ou variáveis, denominados genes. A população inicial, composta por “N” indivíduos, são gerados aleatoriamente e submetidos a um processo iterativo que simula a evolução ao longo de várias gerações. Durante esse processo, operadores genéticos — como seleção, crossover e mutação — são aplicados para explorar e refinar o espaço de busca, identificando soluções otimizadas (“Algoritmos Genéticos”, [s.d.]).

Os operadores genéticos são componentes fundamentais para a dinâmica do algoritmo, sendo responsáveis por guiar a evolução da população. Eles podem ser descritos da seguinte forma:

**Inicialização da População:** consiste na geração de uma população inicial de N indivíduos, definidos de forma convocada, representando um conjunto de soluções candidatas.

**Cálculo da Aptidão:** cada indivíduo é avaliado por meio de uma função objetivo ou função custo, que atribui um valor de exigência com base no desempenho da solução para o problema em questão.

**Seleção:** nesta etapa, os indivíduos mais aptos são escolhidos para reprodução, garantindo que suas características tenham maior probabilidade de serem transmitidas para a

próxima geração. Um método comumente utilizado neste trabalho é a seleção por torneio, onde grupos aleatórios de indivíduos competem entre si, sendo selecionado o indivíduo com maior probabilidade de ocorrer em cada grupo.

Crossover: os indivíduos selecionados são combinados por meio de cruzamentos, em que os cromossomos dos pares de indivíduos são divididos em um ponto, denominado ponto de corte, e recombinados para formar novos indivíduos. Este estágio combina características vantajosas de diferentes soluções.

Mutação: este operador introduz diversidade na população ao alterar aleatoriamente o valor de um ou mais genes de um indivíduo, de acordo com uma probabilidade pré-definida (probabilidade de mutação). A mutação é crucial para evitar a estagnação em mínimos locais e explorar regiões ainda não visitadas do espaço de busca (“Algoritmos Genéticos”, [s.d.]).

Esse conjunto de operações permite que os algoritmos genéticos realizem uma exploração equilibrada entre a busca local (refinamento de soluções) e a busca global (diversidade populacional), garantindo uma abordagem robusta para problemas complexos de otimização (DE OLIVEIRA ROSA; SOUZA LUZ, [s.d.]).

A seleção dos cromossomos em uma população é uma etapa fundamental nos algoritmos genéticos, pois define quais indivíduos irão contribuir para a formação da próxima geração. Diversos métodos de seleção podem ser empregados, cada um com características específicas que influenciam o desempenho do algoritmo na exploração do espaço de busca. Entre os métodos mais comuns destacam-se:

Seleção por Roleta: utiliza uma abordagem probabilística baseada na aptidão dos indivíduos. Cada indivíduo recebe uma fatia proporcional ao seu valor de aptidão em uma "roleta virtual", aumentando as chances de seleção dos mais aptos.

Seleção por Classificação: os indivíduos são ordenados de acordo com seus valores de aptidão, e as probabilidades de seleção são distribuídas com base nessa classificação, reduzindo a influência de valores extremos de aptidão.

Elitismo: preserva diretamente os indivíduos mais aptos de uma geração na próxima, garantindo que soluções de alta qualidade não sejam perdidas durante o processo de evolução.

---

Seleção por Torneio: seleciona indivíduos ao formar grupos aleatórios de um tamanho pré-definido (torneio). Dentro de cada grupo, o indivíduo com a melhor aptidão é escolhido para a próxima geração. Esse método equilibra a pressão seletiva e a diversidade populacional, podendo ser ajustado por meio do tamanho do torneio.

A escolha do método de seleção exerce influência direta no equilíbrio entre a exploração de novas regiões do espaço de busca e a intensificação em torno de soluções promissoras, impactando a convergência e a eficiência do algoritmo genético (“ALGORITMOS GENÉTICOS - ALGORITMOS GENÉTICOS”, [s.d.]).

O Algoritmo Genético desenvolvido neste trabalho utiliza as operações clássicas de seleção, crossover e mutação para melhorar a corrente de bateria do sistema, respeitando os limites operacionais do estado de carga (SOC). Essas operações são realizadas de forma iterativa ao longo de várias gerações, minimizando (ou maximizando) a função objetivo definida.

A operação de seleção é realizada por meio do método de torneio, no qual “k” competidores são escolhidos aleatoriamente da população atual. O desempenho de cada competidor é avaliado com base na função objetivo, que considera tanto o custo de operação quanto o estado de carga da bateria. O indivíduo com o menor (ou maior) valor da função objetivo dentro do grupo é selecionado como “pai” para a etapa de crossover. Esse método é robusto, pois equilibra a pressão seletiva e a diversidade populacional.

A operação de crossover, responsável por gerar novos indivíduos, combina dois “pais” selecionados. No algoritmo implementado, o crossover é realizado utilizando uma média ponderada entre os valores de corrente dos dois pais. Um fator de ponderação aleatório “a”, gerado uniformemente no intervalo [0, 1], determina a contribuição relativa de cada “pai” no indivíduo filho.

$$I_{bat} = aI_{pai} + (1 - a)I_{mãe} \quad (22)$$

Sendo:

$I_{bat}$ , a nova corrente da bateria em ampère (A);

$I_{pai}$  e  $I_{mãe}$  as correntes, em ampère (A), geradas aleatoriamente pelo algoritmo.

Embora a mutação não seja implementada explicitamente como uma operação separada, ela ocorre de forma indireta no controle de valores fora dos limites operacionais. Após o crossover, o estado de carga (SOC) do indivíduo gerado é calculado com base na corrente proposta, conforme:

$$SOC_{novo} = SOC_{atual} + \left(\frac{I_{bat}}{C_{bat}}\right) 100\% \quad (23)$$

Sendo:

$SOC_{novo}$  o novo estado de carga, em porcentagem (%), gerado pela nova corrente;

$C_{bat}$  a capacidade de armazenamento, em ampère-hora (Ah), da bateria

Se  $SOC_{novo}$  estiver fora da faixa permitida (20% a 90%), um novo valor de corrente é  $I_{filho}$  gerado aleatoriamente dentro do intervalo operacional permitido. Esse mecanismo atua como uma forma de mutação adaptativa, assegurando que os indivíduos gerados sejam válidos para o sistema.

A cada geração, os indivíduos da nova população são avaliados e comparados com os da geração anterior. Caso um novo indivíduo apresente um desempenho melhor (maior valor da função objetivo), ele substitui o correspondente na população inicial. Esse processo iterativo de seleção, crossover e mutação adaptativa é repetido até a convergência da solução.

A Tabela 2 apresenta os parâmetros definidos para a avaliação do desempenho e a análise da convergência dos valores ótimos obtidos pelo Algoritmo Genético (AG).

Tabela 2 - Dados do AG.

<b>Parâmetros</b>	<b>Valores</b>
Tamanho da população	10
Número de gerações	10

Seleção: Torneio	3
Estado de carga inicial	50%

Fonte: Próprio Autor, 2024.

## 5.2. CORRENTE DISPONÍVEL PARA REDE

No contexto do sistema conversor implementado, que foi desenvolvido com base em uma fonte de corrente, a análise exige uma referência comum para as correntes envolvidas, a fim de possibilitar a comparação e o controle entre as diferentes fontes de energia. Nesse cenário, foram identificadas e relacionadas as correntes principais que caracterizam o funcionamento do sistema: a corrente da bateria ( $I_{bat}$ ), a corrente do sistema fotovoltaico ( $I_{PV}$ ), a corrente disponível no barramento CC ( $I_{CC}$ ) e a corrente disponível para a rede ( $I_{rede}$ ).

A corrente no barramento CC ( $I_{CC}$ ) é determinada pela diferença entre a corrente gerada pelo sistema fotovoltaico ( $I_{PV}$ ) e a corrente fornecida ou recebida pela bateria ( $I_{bat}$ ). No entanto, para uma análise mais precisa e considerando a natureza do sistema, é necessário ponderar essas correntes pela tensão de operação de cada componente, uma vez que as correntes são funções de suas respectivas tensões.

A expressão que define a corrente disponível no barramento CC, ponderada pela tensão de cada subsistema, pode ser representada por:

$$I_{CC} = I_{PV} \frac{V_{CC}}{V_{PV}} - I_{bat} \frac{V_{CC}}{V_{bat}} \quad (24)$$

Considerando que  $I_{CC}$  está referenciado para a tensão do barramento, para obter a expressão resultante da corrente disponível para a rede, tem-se a seguinte expressão:

$$I_{rede} = \frac{I_{CC} \sqrt{3} V_{linha}}{V_{CC}} \quad (25)$$

Sendo:  $V_{PV}$ ,  $V_{CC}$  e  $V_{linha}$  a tensão do sistema fotovoltaico, tensão do barramento e tensão de linha da rede, respectivamente.

---

### 5.3. OTIMIZAÇÃO DE LUCRO COM BASE EM FUNÇÃO CUSTO

Sendo assim, o objetivo desta análise consiste em otimizar o desempenho do sistema, visando à maximização da função custo além de promover uma utilização eficiente e estratégica da energia dentro da topologia, com foco na minimização de perdas e na maximização da eficiência energética.

Com o objetivo de determinar a solução de gerenciamento mais eficiente, a função custo é formulada pela soma das contribuições associadas ao uso da rede elétrica e ao banco de baterias, sendo ponderada por um fator específico. Este fator de ponderação tem como propósito balancear as contribuições dessas duas parcelas, de maneira a maximizar o consumo do banco de baterias durante períodos críticos de geração e a minimizá-lo em condições ótimas de radiação solar.

$$FC(t) = I_{rede}(t) * CustoRede + (SOC_{final}(t) * a(t)) \quad (26)$$

Sendo:

FC(t) a função custo total em reais (R\$);

$I_{rede}(t)$  a corrente injetada/absorvida da rede em ampère (A) durante o dia;

CustoRede o valor variável da tarifa de energia em reais por ampère (R\$/A);

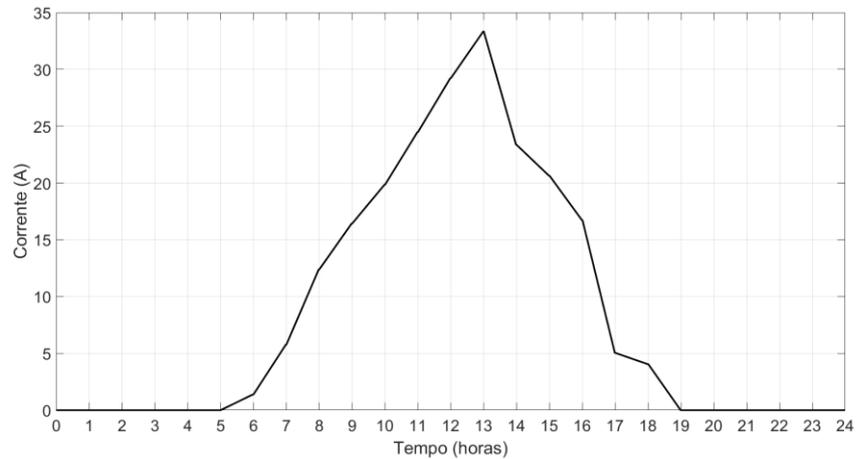
$SOC_{final}(t)$  o estado de carga da bateria em porcentagem (%) durante o dia;

$a(t)$  o fator que maximiza ou minimiza a utilização do SOC durante o dia.

Onde SOC é dado pela expressão (23).

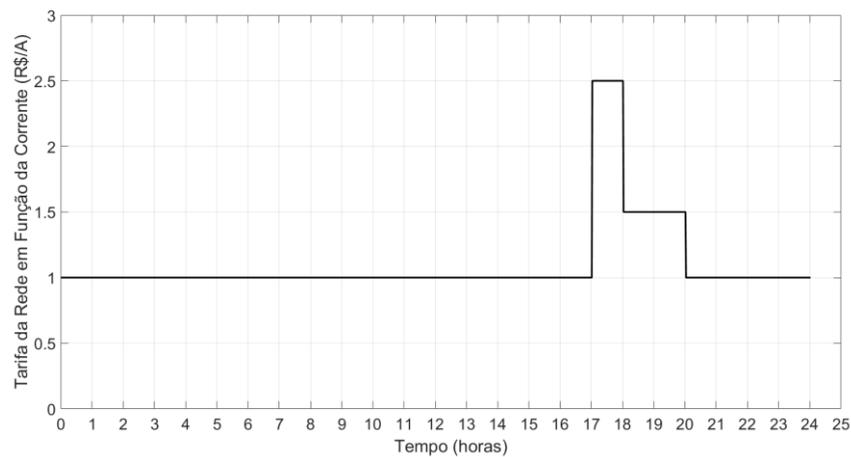
Considerando a função custo, foram desenvolvidos três cenários para a sua otimização, com base no aumento e/ou diminuição da utilização do estado de carga ao longo do dia. Para essas análises, a Figura 30 apresenta a curva diária de geração (em ampère) do sistema fotovoltaico, enquanto a Figura 31 ilustra a curva de tarifa para utilização da rede elétrica existente para sustento da microrrede, levando em consideração os horários de "pico" e "pico crítico".

Figura 30 - Forma de onda de geração solar ao longo do dia.



Fonte: Próprio autor, 2024.

Figura 31 - Variação da tarifa da rede ao longo do dia.



Fonte: Próprio autor, 2024.

A curva de custo foi escolhida arbitrariamente, enquanto a curva de corrente gerada pelo sistema solar foi adotada de modo que o pico de potência atingisse 10kW, sendo a tensão adotada para  $V_{PV}$  – tensão do sistema de geração solar – de 300 V.

### 5.3.1. Cenário 1 – Aumento do estado de carga

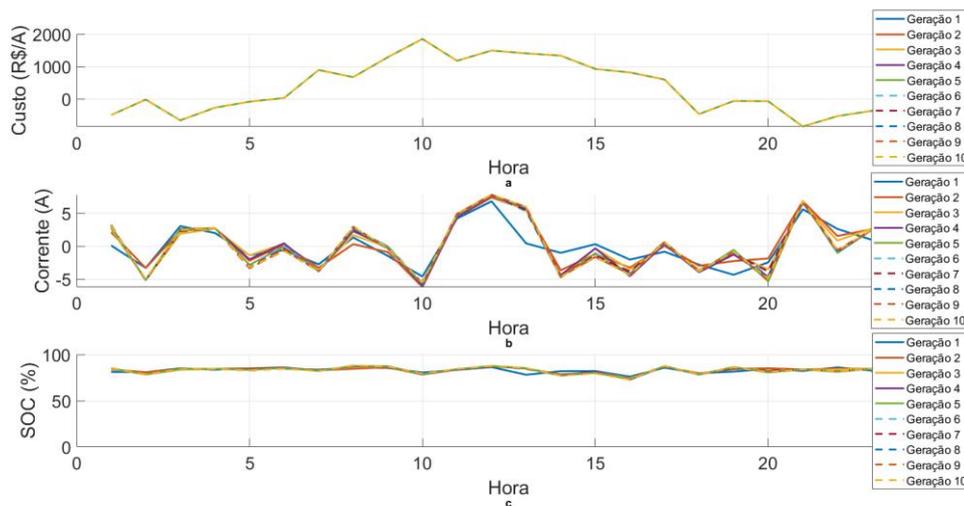
Tendo a utilização do estado de carga diretamente vinculada à função custo, esta abordagem evidencia a evolução do algoritmo genético na manutenção de valores elevados de

SOC, conforme Equação (27). A Figura 32 ilustra a tendência, para cada geração, do custo, da corrente da bateria e do SOC ao longo do dia.

$$FC(t) = I_{rede}(t) * CustoRede + (SOC_{final}(t))$$

27

Figura 32 - Evolução da função custo (a), corrente da bateria (b) e SOC (c) ao longo do dia para o cenário 1.

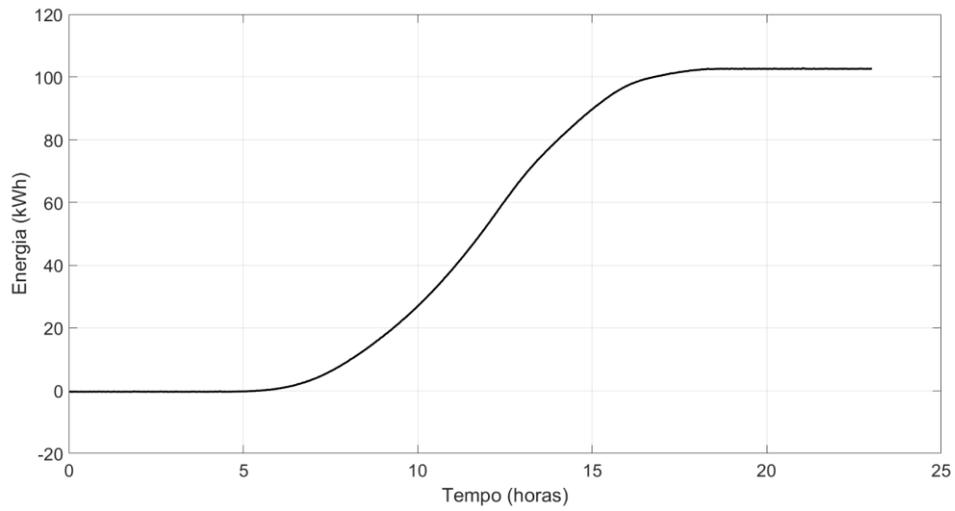


Fonte: Próprio autor, 2024.

Observa-se que, para manter uma elevada porcentagem de carga da bateria, é necessário um maior valor da função custo em horários críticos de tarifa da rede elétrica, pois, além da utilização do sistema fotovoltaico, faz-se uso da rede elétrica para sustentar o estado de carga em um nível elevado. Já nas primeiras e últimas horas do dia essa função torna-se negativa, conforme ilustrado na Figura 32(a).

Para este cenário, a Figura 33 apresenta a evolução da energia consumida da rede ao longo do dia.

Figura 33 - Evolução da energia consumida ao longo do dia para o cenário 1.



Fonte: Próprio autor, 2024.

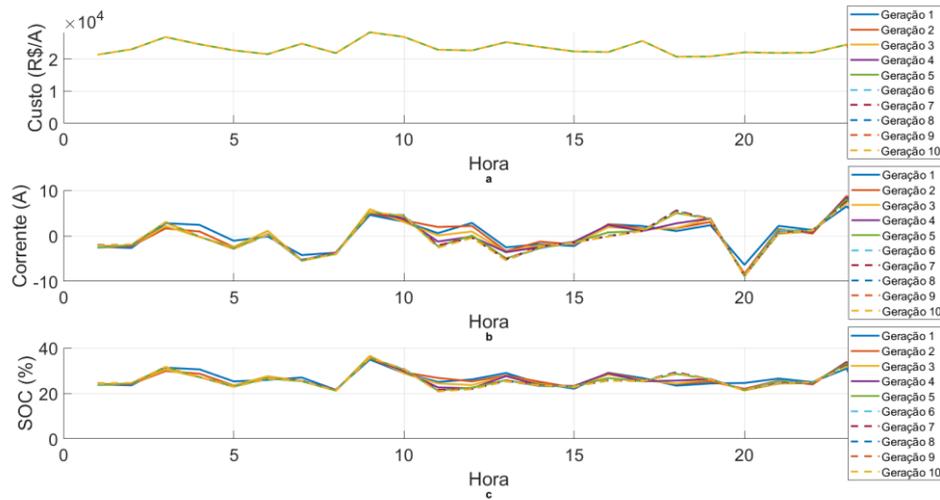
### 5.3.2. Cenário 2 – Redução do estado de carga

Neste caso, a função custo (28) incentiva a utilização do banco de baterias para o gerenciamento do sistema. A Figura 34 apresenta a tendência, para cada geração do algoritmo genético, do custo, da corrente e do SOC ao longo do dia.

$$FC(t) = I_{rede}(t) * CustoRede + (SOC_{final}(t) * 1000)$$

28

Figura 34 - Evolução da função custo (a), corrente da bateria (b) e SOC (c) ao longo do dia para o cenário 2.

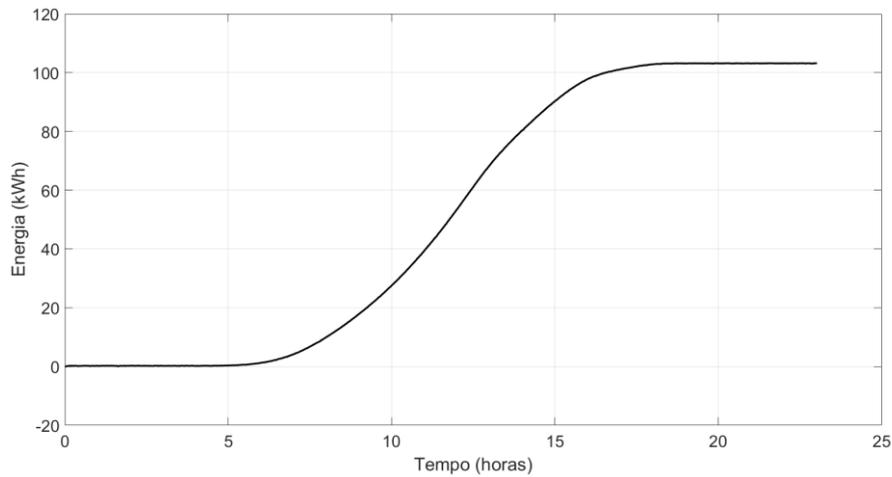


Fonte: Próprio autor, 2024.

Observe-se que, neste cenário, a função custo obtida foi superior a apresentada na Figura 32(a). Isso ocorre porque, mesmo durante horários com tarifas elevadas da rede elétrica, o sistema é estimulado a utilizar o banco de baterias. Este, por sua vez, pode ser carregado em horários críticos pelo sistema de geração solar.

A Figura 35 apresenta a energia acumulada ao longo do dia para este cenário de estado de carga.

Figura 35 - Evolução da energia consumida ao longo do dia para o cenário 2.



Fonte: Próprio autor, 2024.

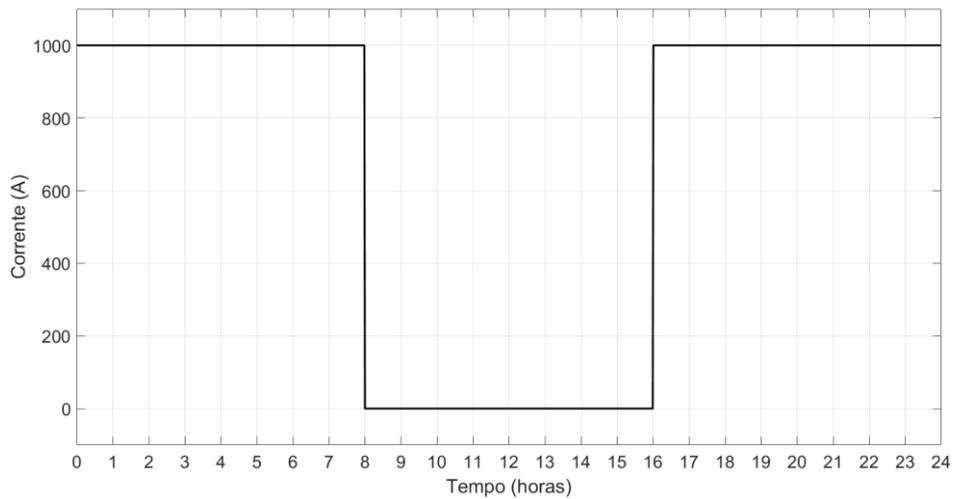
### 5.3.3. Cenário 3 – Estado de carga variável

Nesta etapa, ao contrário das etapas anteriores, a função custo (29) não foi mantida constante ao longo do dia. Em vez disso, adotou-se um valor dinâmico para a função custo, de modo a priorizar o carregamento do banco de baterias, através do sistema fotovoltaico, durante o período de maior incidência solar. Isso resultou em elevados valores de carga durante esse intervalo específico, além de valores próximos de zero para o custo neste período, uma vez que, nesse período, a principal prioridade foi o carregamento máximo do banco de baterias, pois trata-se do intervalo com maior incidência solar e, conseqüentemente, mais eficiente para este tipo de carregamento.

$$FC(t) = I_{rede}(t) * CustoRede + (SOC_{final}(t) * Ganho(t)) \quad 29$$

Sendo Ganho(t) apresentando a seguinte variação durante o dia conforme apresenta a Figura 36.

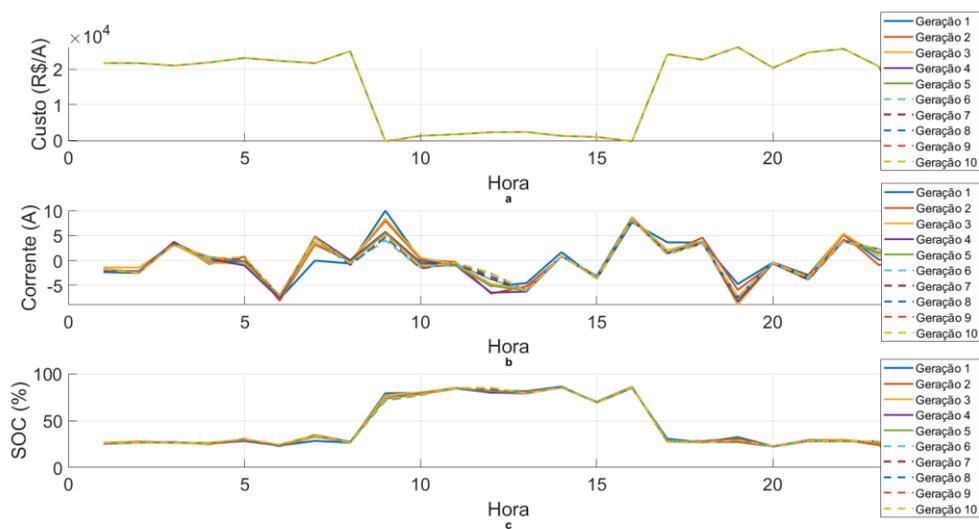
Figura 36 - Variação do Ganho da função custo ao longo do dia.



Fonte: Próprio Autor, 2024.

A Figura 37 apresenta a evolução do custo, corrente da bateria e SOC de cada geração durante o dia.

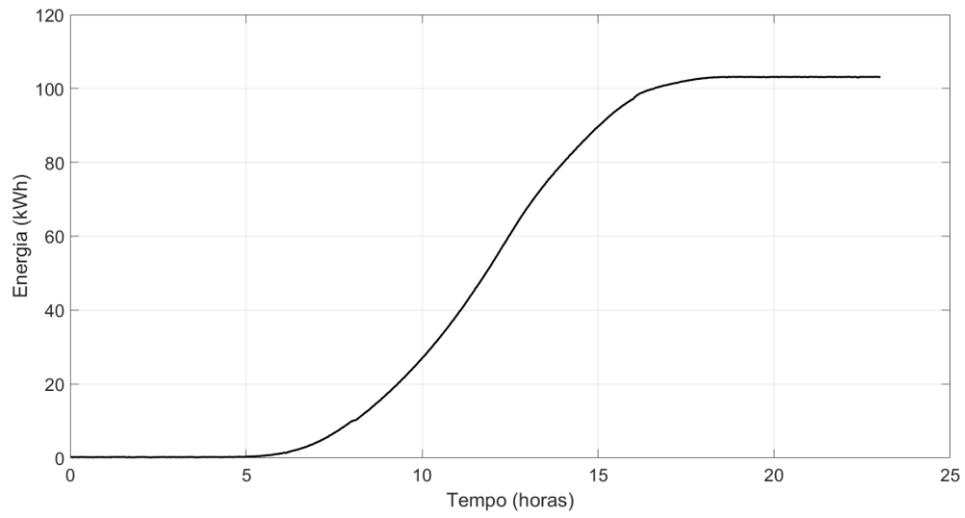
Figura 37 - Evolução da função custo (a), corrente da bateria (b) e SOC (c) ao longo do dia para o cenário 1



Fonte: Próprio autor, 2024.

Por fim, para o último cenário, a Figura 38 apresenta a evolução da energia ao longo do dia.

Figura 38 - Evolução da energia consumida ao longo do dia para o cenário 3.



Fonte: Próprio autor, 2024.

---

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

---

O objetivo deste trabalho foi o desenvolvimento de um conversor CC-CA bidirecional para o gerenciamento de energia em uma microrrede composta por diversas fontes de energia conectadas. O conversor foi projetado e simulado no ambiente MATLAB/Simulink, utilizando o modelo por valores médios equivalentes para representar o inversor. A avaliação do desempenho e da eficiência do sistema foi realizada observando-se os erros muito reduzidos entre as correntes de referência e as injetadas.

A otimização do gerenciamento de energia em sistemas híbridos, que envolvem fontes fotovoltaicas e armazenamento em baterias, é um desafio complexo, especialmente quando se busca equilibrar o uso de energia proveniente da rede elétrica e do banco de baterias. Este trabalho apresentou a aplicação de um algoritmo genético (AG) para otimizar o desempenho de um sistema fotovoltaico, visando a maximização de uma determinada função custo.

O AG foi implementado considerando operações clássicas de seleção, crossover e mutação, sendo ajustado para lidar com as particularidades do sistema de controle do estado de carga (SOC) da bateria. A utilização da seleção por torneio proporcionou uma maneira eficaz de equilibrar a exploração de novas soluções com a intensificação ao redor de soluções promissoras. O uso do crossover, com a média ponderada entre os valores das correntes dos pais, e a mutação adaptativa, que ocorre quando o SOC excede os limites operacionais, foram cruciais para garantir a robustez e a validade das soluções geradas.

Um ponto importante para se destacar é a versatilidade de uso do algoritmo de gerenciamento, que pode priorizar o lucro, ou o estado de carga das baterias. Isto pôde ser observado pelos 3 cenários distintos de análise, o primeiro buscando manutenção do SOC em níveis elevados, o segundo em níveis reduzidos e o último priorizando a carga das baterias com a energia solar.

---

Como sugestões para a continuidade do trabalho, destacam-se a necessidade de um maior aprofundamento no entendimento do algoritmo genético, especialmente no que se refere à variabilidade da ponderação do estado de carga na função de custo. Além disso, é importante analisar o comportamento da energia gerenciada pelo sistema em função das variações de cada cenário considerado. Outra sugestão é adaptar o algoritmo genético para otimizar o funcionamento do sistema de maneira a reduzir suas variações ao longo do dia, promovendo, assim, respostas mais eficientes do sistema bidirecional.

---

## 7. REFERÊNCIAS

---

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL.** . [s.l: s.n.].

ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. Effective Utilization of Available PEV Battery Capacity for Mitigation of Solar PV Impact and Grid Support with Integrated V2G Functionality. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 3, p. 1562–1571, 1 maio 2016.

**Algoritmos Genéticos.** Disponível em: <<https://sites.icmc.usp.br/andre/research/genetic/>>. Acesso em: 27 nov. 2024a.

**Algoritmos Genéticos.** Disponível em: <<http://www.nce.ufrj.br/GINAPE/VIDA/alggenet.htm>>. Acesso em: 26 nov. 2024b.

**ALGORITMOS GENÉTICOS - ALGORITMOS GENÉTICOS.** Disponível em: <<https://www.obitko.com/tutorials/genetic-algorithms/portuguese/index.php>>. Acesso em: 26 nov. 2024.

BIBAK, B.; TEKINER-MOĞULKOÇ, H. A comprehensive analysis of Vehicle to Grid (V2G) systems and scholarly literature on the application of such systems. **Renewable Energy Focus** , v. 36, p. 1–20, 1 mar. 2021.

BRITO, M. A. G. DE [UNESP]. Inversores integrados monofásicos e trifásicos para aplicações fotovoltaicas: técnicas para obtenção de mppt, detecção e proteção de ilhamento, sincronização e paralelismo com a rede de distribuição de energia elétrica. 2013.

CAMARGO, R. S. et al. Impact of Vehicle-to-Grid (V2G) Technology on the Brazilian Southeast/Midwest Subsystem. **2023 15th IEEE International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2023 - Proceedings**, p. 270–277, 2023.

DE OLIVEIRA ROSA, T.; SOUZA LUZ, H. **Conceitos Básicos de Algoritmos Genéticos: Teoria e Prática**. [s.l.: s.n.].

**Eletrônica de Potência: Análise e Projetos de Circuitos - Daniel W. Hart - Google Livros**. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=b5TDQAAQBAJ&printsec=frontcover&hl=pt-BR#v=onepage&q&f=false>>. Acesso em: 27 nov. 2024.

**Enabling technologies : innovation landscape**. [s.l.] International Renewable Energy Agency, 2019.

**Frota de Carros Elétricos no Brasil | NeoCharge**. Disponível em: <<https://www.neocharge.com.br/carros-eletricos-brasil>>. Acesso em: 26 nov. 2024.

**Frota de Veículos - 2023 — Ministério dos Transportes**. Disponível em: <<https://www.gov.br/transportes/pt-br/assuntos/transito/conteudo-Senatran/frota-de-veiculos-2023>>. Acesso em: 26 nov. 2024.

**Global EV Outlook 2024 – Análise - IEA**. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>>. Acesso em: 26 nov. 2024.

KHAN, Z. W.; KHAN, S. Analyzing the impacts of Distributed Generation on power losses and voltage profile. **Proceedings of 2015 International Conference on Emerging Technologies, ICET 2015**, 20 jan. 2016.

LIMA, D. F. et al. Análise das Distorções Harmônicas Causadas pela Tecnologia V2G. **Proceedings of 2023 15th Brazilian Conference on Power Quality, CBQEE 2023**, 2023.

**MATRIZ ENERGÉTICA**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 26 nov. 2024.

**O Sistema em Números**. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 26 nov. 2024.

OLIVEIRA, I. B. et al. Uma Avaliação de Impactos da Geração Distribuída e Desbalanceamento de Carga nas Perdas Técnicas. **Proceedings of 2023 15th Brazilian Conference on Power Quality, CBQEE 2023**, 2023.

**(PDF) Rede Híbrida de Distribuição de Energia em CC e CA como uma Solução Alternativa para Microrredes Isoladas.** Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/340515301\\_Rede\\_Hibrida\\_de\\_Distribuicao\\_de\\_Energia\\_em\\_CC\\_e\\_CA\\_como\\_uma\\_Solucao\\_Alternativa\\_para\\_Microrredes\\_Isoladas](https://www.researchgate.net/publication/340515301_Rede_Hibrida_de_Distribuicao_de_Energia_em_CC_e_CA_como_uma_Solucao_Alternativa_para_Microrredes_Isoladas)>. Acesso em: 8 dez. 2024.

**Publicações.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>>. Acesso em: 26 nov. 2024.

**Relatório Final do PNE 2050 — Ministério de Minas e Energia.** Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-nacional-de-energia/plano-nacional-de-energia-2050/relatorio-final/relatorio-final/relatorio-final-do-pne-2050.pdf/view>>. Acesso em: 26 nov. 2024.

SALES E SILVA, L. E. et al. Avaliação Probabilística dos Impactos Técnicos da Inserção de Microgeradores Fotovoltaicos e Veículos Elétricos em uma Rede de Distribuição. **2020 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition - Latin America, T and D LA 2020**, 28 set. 2020.

SILVA, C. C. A. et al. Avaliação técnica e econômica da alocação de geração distribuída fotovoltaica em universidade pública: Um estudo de caso. **2021 14th IEEE International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2021 - Proceedings**, p. 46–52, 15 ago. 2021.

SILVA, J. A. A. et al. Operação ótima estocástica de microrredes CC. **Proceedings of 2023 15th Brazilian Conference on Power Quality, CBQEE 2023**, 2023.

---

**Tipos de Carregadores para Carros Elétricos | NeoCharge.** Disponível em: <<https://www.nocharge.com.br/tudo-sobre/carregador-carro-eletrico/tipo-carregador-ve>>.

Acesso em: 26 nov. 2024.

TIRUNAGARI, S.; GU, M.; MEEGAHAPOLA, L. **Reaping the Benefits of Smart Electric Vehicle Charging and Vehicle-to-Grid Technologies: Regulatory, Policy and Technical Aspects**IEEE Access. [s.l.] Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. .

Acesso em: 17 nov. 2024.

ZHENG, Y. et al. Integrating plug-in electric vehicles into power grids: A comprehensive review on power interaction mode, scheduling methodology and mathematical foundation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 112, p. 424–439, 1 set. 2019.

## 8. APÊNDICE A – FLUXOGRAMA DO ALGORITMO

Figura 39 - Fluxograma básico para entendimento de um algoritmo genético.



Fonte: Adaptado de: (“Algoritmos Genéticos”, [s.d.]).