



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
FACULDADE DE ENGENHARIAS ELÉTRICA E BIOMÉDICA

CARLOS EMMANUEL SEABRA DE FREITAS

**ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA OCORRÊNCIA DE DISTORÇÕES
HARMÔNICAS DURANTE O CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS**

BELÉM - PA
2025

CARLOS EMMANUEL SEABRA DE FREITAS

**ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA OCORRÊNCIA DE DISTORÇÕES
HARMÔNICAS DURANTE O CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharias Elétrica e Biomédica, do Campus Universitário de Belém, da Universidade Federal do Pará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. Thiago Mota Soares

BELÉM - PA
2025

(Página destinada à inclusão da ficha catalográfica)

Acesse <http://bcficat.ufpa.br/> para gerar a ficha catalográfica

CARLOS EMMANUEL SEABRA DE FREITAS

**ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA OCORRÊNCIA DE DISTORÇÕES
HARMÔNICAS DURANTE O CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharias Elétrica e Biomédica, do Campus Universitário de Belém, da Universidade Federal do Pará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Data da aprovação: ____/____/____

Conceito: _____

BANCA EXAMINADORA

Dr. Thiago Mota Soares
Universidade Federal do Pará

Dr. Allan Rodrigo Arrifano Manito
Universidade Federal do Pará

Eng. Dr. Carlos Eduardo Moreira Rodrigues
CEAMAZON

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, por todo amor e suporte incondicional, sempre acreditando em mim nos momentos mais desafiadores. Aos meus amigos, por toda a camaradagem e momentos de descontração. Aos meus professores, pela orientação sábia e paciente. E a Deus, por guiar meus passos e iluminar meu caminho. A todos vocês, minha eterna gratidão.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, por guiar cada passo meu com sabedoria, oferecendo serenidade nos momentos de incerteza e celebrando comigo cada pequena vitória. Aos meus pais Dayse e Emmanuel, minha fonte de amor incondicional e apoio constante, cuja presença fortalecedora foi a base da minha resiliência e sucesso.

Às minhas queridas irmãs, Juliana e Luana que compartilham comigo não apenas os laços de sangue, mas também momentos de apoio mútuo e compreensão profunda, fortalecendo meu espírito em toda esta jornada. Aos meus leais amigos, Kalil, Filipe e Gustavo, membros notórios da guilda, obrigado por todas as risadas que aliviaram as tensões dos estudos e por estarem sempre ao meu lado, em cada desafio e comemoração.

Um reconhecimento especial ao meu orientador, Thiago Mota, cuja expertise e orientação meticulosa foram fundamentais para a realização deste trabalho. Seu compromisso com a excelência e sua paciência foram essenciais para meu desenvolvimento acadêmico e pessoal.

Ao Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia (Ceamazon), agradeço pelo ambiente de pesquisa estimulante e pelos recursos que enriqueceram significativamente minha pesquisa. E à Universidade Federal do Pará (UFPA), minha alma mater, expresso minha imensa gratidão por fornecer uma formação robusta e oportunidades que foram cruciais para meu crescimento profissional e pessoal.

Cada um de vocês teve um papel indispensável nesta etapa da minha vida, e por isso, meu sincero obrigado.

“Um homem é um tolo por não colocar tudo o que tem, a qualquer momento, no que está criando.” (HERBERT, FRANK, **DUNA**, 1965)

RESUMO

O seguinte trabalho de diplomação investiga os efeitos do carregamento de veículos elétricos (VEs) sobre a qualidade da energia em redes de distribuição de média tensão, utilizando o Método de Monte Carlo para abordar a variabilidade dos padrões de carregamento. Empregando o modelo da rede de média tensão *IEEE 34 Barras* e o software OpenDSS, o estudo simula diferentes cenários de carregamento para analisar a Distorção Harmônica Total (THD) e seus impactos conforme normas nacionais e internacionais. Os resultados revelam como variações nos padrões de carregamento afetam os níveis de harmônicos e a frequência de distorções acima dos limites aceitáveis, proporcionando insights para o planejamento e mitigação de riscos em redes elétricas diante do aumento da adoção de VEs. Este estudo contribui significativamente para a engenharia elétrica nos estudos de redes de distribuição, qualidade de energia, planejamento urbano e políticas de mobilidade sustentável.

Palavras-chave: Veículos Elétricos; Método de Monte Carlo; Qualidade de Energia; OpenDSS; Redes de Distribuição.

ABSTRACT

This graduation thesis investigates the effects of electric vehicle (EV) charging on power quality in medium voltage distribution networks, using the Monte Carlo Method to address the variability of charging patterns. Utilizing the *IEEE 34 Node* medium voltage model and the OpenDSS software, the study simulates different charging scenarios to analyze Total Harmonic Distortion (THD) and its impacts according to national and international standards. The results reveal how variations in charging patterns affect harmonic levels and the frequency of distortions above acceptable limits, providing insights for the planning and mitigation of risks in electrical networks as EV adoption increases. This study makes a significant contribution to electrical engineering in the fields of distribution networks, power quality, urban planning, and sustainable mobility policies.

Keywords: Electric Vehicles; Monte Carlo Method; Power Quality; OpenDSS; Distribution Networks.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Programa MOVER Governo Federal.....	pág. 16
Figura 2 – Estoque global de veículos elétricos, 2010-2021.....	pág.17
Figura 3 – Classificação de veículos elétricos.....	pág.21
Figura 4 – Veículo com carregador integrado.....	pág. 23
Figura 5 – Veículo com carregador externo.....	pág.24
Figura 6 – Representação em série de Fourier de uma forma de onda distorcida.....	pág.28
Figura 7 – Fluxo de potência no sistema G2V.....	pág. 36
Figura 8 – Fluxograma lógico do algoritmo.....	pág. 41
Figura 9 – Inicialização da biblioteca Pandas.....	pág.43
Figura 10 – Filtro de Dados.....	pág.44
Figura 11 – Função de armazenamento do perfil de curvas.....	pág. 45
Figura 12 – Rede de testes de 34 barras do IEEE.....	pág.46
Figura 13 – Rede de testes adaptada.....	pág.45
Figura 14 – Componentes para representação via OpenDSS.....	pág.52
Figura 15 – Curvas de Carregamento.....	pág.57
Figura 16 – Perfil de Carregamento de Baterias Li-íon.....	pág.58
Figura 17 – Distorção de Tensão para o Monitor 1.....	pág.59
Figura 18 – Distorção de Corrente para o Monitor 1.....	pág.59
Figura 19 – Distorção Total de Demanda Cenário 1.....	pág.60
Figura 20 – Distorção Harmônica de Tensão para os 5 Carregadores.....	pág.62
Figura 21 – Distorção total de demanda (DTD) – Cenário 2 – Fase A.....	pág.63
Figura 22 – FDP para a THD de Tensão Fase A.....	pág.65
Figura 23 – FDP para a THD de Corrente Fase A.....	pág.66
Figura 24 – Distribuição Acumulada Para a THDv da Fase A.....	pág.67
Figura 25 – Distribuição Acumulada Para a THDi da Fase A.....	pág.68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Metas do Acordo de Copenhague – países selecionados.....	pág. 15
Tabela 2 – Limites das Distorções Harmônicas Totais (em % da tensão fundamental) ...	pág. 30
Tabela 3 – Limites de Distorção de Tensão IEEE Std 519-2022.....	pág. 30
Tabela 4 – Limites de Distorção Harmônica de Corrente.....	pág. 32
Tabela 5 – Relação Barramento X Monitor.....	pág. 48
Tabela 6 – Espectros Harmônicos de Veículos Elétricos.....	pág. 51
Tabela 7 – Dados Consolidados.....	pág.64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

VEs	Veículos Elétricos
THD	Distorção Harmônica Total
GEE	Gases do Efeito Estufa
PCC	Ponto de Acoplamento Comum
BEV	Veículo Elétrico a Bateria
PHEV	Veículo Elétrico Híbrido Plug-in
HEV	Veículo Elétrico Híbrido
SAVE	Sistema de Alimentação de Veículo Elétrico
DDR	Dispositivo Diferencial Residual
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
G2V	Rede para o Veículo
V2G	Veículo para a Rede
V2H	Veículo para a Casa
OpenDSS	Open Distribution System Simulator

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Definindo a Problemática	15
1.2 Objetivo Geral	18
1.3 Objetivos Específicos	18
1.4 Organização do Trabalho	18
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
2.1 Veículos Elétricos: Conceitos e Panorama Atual	20
2.1.1 Definição e Tipos de Veículos Elétricos	20
2.1.2 Crescimento e Perspectivas dos Veículos Elétricos	21
2.2 Infraestrutura de Recarga de Veículos Elétricos	21
2.2.1 Tipos de Carregadores	22
2.2.1.1 Carregadores Integrados	22
2.2.1.2 Carregadores Externos	23
2.2.2 Modos de Recarga	24
2.2.2.1 Modo 1	24
2.2.2.2 Modo 2	25
2.2.2.3 Modo 3	25
2.2.2.4 Modo 4	25
2.3 Qualidade da Energia Elétrica	26
2.3.1 Parâmetros de Qualidade da Energia	26
2.3.2 Distorções Harmônicas	27
2.3.3 Parâmetros para a qualidade de energia	28
2.3.3.1 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)	28
2.3.3.1.1 Indicadores de Distorções Harmônicas de Tensão	28

2.3.3.2 IEEE Std 519-2022	30
2.3.3.2.1 Limites de Distorção Harmônica de Tensão	30
2.3.3.2.2 Limites de Distorção Harmônica de Corrente	31
2.4 Impactos da Recarga de Veículos Elétricos na Rede de Distribuição.....	32
2.4.1 Aumento da Demanda Energética e Impactos na Qualidade da Energia	32
2.4.2 Distorções Harmônicas Geradas por Carregadores de Veículos Elétricos	33
2.4.2.1 Harmônicos de Baixa Ordem (3 ^a , 5 ^a e 7 ^a Ordem)	33
2.4.2.2 Harmônicos de Média Ordem (9 ^a , 11 ^a e 13 ^a Ordem)	34
2.4.2.3 Harmônicos de Alta Ordem (Acima da 15 ^a Ordem)	34
2.5 Interações de Veículos Elétricos com a Rede Elétrica	34
2.5.1 Rede para o Veículo	35
3 METODOLOGIA	37
3.1 Componentes Modelados	37
3.1.1 Características do Veículo.....	37
3.1.2 Características do Carregador.....	38
3.2 Formulação do Algoritmo	39
3.3 Método de Monte Carlo Para Geração das Curvas de Carregamento	41
3.3.1 Princípios Fundamentais	42
3.3.2 Geração de Curvas de Carregamento com Monte Carlo	42
3.3.2.1 Definição do Problema e Modelo Base	43
3.3.2.2 Preparação dos Dados e Filtragem	43
3.3.2.3 Geração das Curvas	44
3.4 Sistema de Distribuição Utilizado	45
3.5 Formulação dos Cenários	48
3.5.1 PyDSS para Análise Harmônica	48
3.5.2 Estações de Recarga	50
3.5.3 Modelagem da Estações	51

3.6 Limites Para a Distorção Harmônica	53
3.7 Análise Probabilística dos Resultados	53
3.7.1 Consolidação e Tratamento dos Dados.....	53
3.7.2 Geração de Perfis Harmônicos Individuais.....	54
3.7.3 Análise de Distribuição de Probabilidade.....	54
4 RESULTADOS OBTIDOS	56
4.1 Curvas de Carregamento.....	56
4.2 Cenário 1.....	58
4.2.1 Distorção Harmônica Individual.....	58
4.2.2 Distorções Totais.....	59
4.3 Cenário 2.....	61
4.3.1 Distorção Harmônica Individual.....	62
4.3.2 Distorções Totais.....	62
4.4 Avaliação Probabilística.....	64
4.4.1 Análise Detalhada das Distribuições de Probabilidade.....	64
4.4.1.1 Função Densidade de Probabilidade.....	65
4.4.1.2 Função de Distribuição Acumulada.....	66
5 CONCLUSÃO.....	70
5.1 Trabalhos Futuros.....	71
5.2 Continuidade da Pesquisa e Perspectivas Acadêmicas.....	72

REFERÊNCIAS

APÊNDICE A – Códigos Utilizados

- A.1 Código para a geração das curvas de carregamento
- A.2 Código para o Cenário 1
- A.3 Código para o Cenário 2
- A.4 Código Para Análise de Probabilidade

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como finalidade apresentar os conceitos fundamentais que embasam os objetivos deste trabalho, com ênfase na problemática da inserção de carregadores de veículos elétricos (VEs) no sistema de distribuição de energia elétrica e seus impactos na qualidade da energia fornecida.

1.1 Definindo a Problemática

A preocupação crescente com as mudanças climáticas e a necessidade urgente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) têm impulsionado soluções sustentáveis no setor de transporte. Nesse contexto, os veículos elétricos surgem como uma alternativa promissora para a descarbonização da mobilidade, proporcionando benefícios ambientais e econômicos (IEA, 2022).

Em alinhamento com esses esforços globais, o Acordo de Copenhague, assinado em 2009, estabeleceu metas nacionais de redução de emissões com o objetivo de limitar o aquecimento global a um aumento máximo de 2°C. Esse acordo motivou a adoção de políticas públicas pelos países signatários, com o intuito de promover tecnologias sustentáveis e reduzir a dependência de combustíveis fósseis. A tabela 1 elenca países participantes deste acordo e suas respectivas metas de redução de GEE.

Tabela 1 – Metas do Acordo de Copenhague – países selecionados

País	Meta de Redução das Emissões para 2020 (%)	Ano Base
Austrália	5-15	2020
Canadá	17	2005
Comunidade Europeia	20-30	1990
Japão	25	1990
Noruega	30-40	1990
Estados Unidos	17	2005
Rússia	15-25	1990
Coreia do Sul	30	Tendência projetada para 2020
México	30	Tendência projetada para 2020
África do Sul	34	Tendência projetada para 2020
Indonésia	26	Tendência projetada para 2020
Brasil	36,1-38,9	Tendência projetada para 2020
China	40-45	Tendência da intensidade de CO2 no PIB projetada para 2020
Índia	20-25	Tendência da intensidade de CO2 no PIB projetada para 2020

Fonte: Adaptado de Motta, Hargrave e Luedemann (2011).

Diversos países vêm implementando políticas de incentivos econômicos, como descontos e isenções fiscais, além de investir significativamente em infraestrutura de carregamento para ampliar a frota de veículos elétricos. No cenário brasileiro, o governo federal lançou o Programa Nacional de Mobilidade Verde e Inovação (MOVER), que visa incentivar a indústria nacional a adotar tecnologias sustentáveis e eficientes no setor automobilístico e energético.

Figura 1: Programa MOVER Governo Federal.

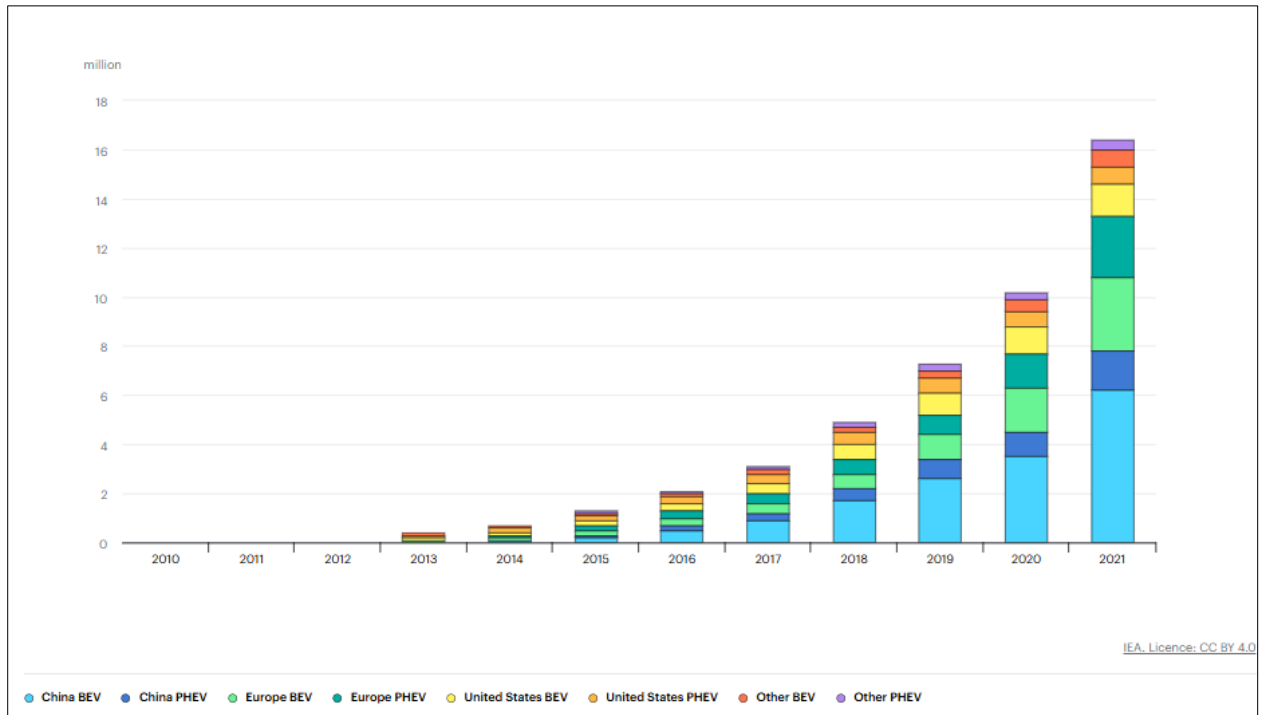


Fonte: Programa MOVER,2024.

Esses incentivos governamentais, aliados ao aumento da consciência ambiental por parte da população, têm impulsionado rapidamente a adoção dos veículos elétricos em diferentes mercados globais. Um exemplo relevante é o investimento recente anunciado pela multinacional chinesa BYD, que destinou R\$ 5,5 bilhões para a implantação de uma fábrica de automóveis elétricos em Camaçari, na Bahia, evidenciando o potencial de expansão do mercado nacional de veículos elétricos.

A figura 2 ilustra a crescente adoção de veículos elétricos em diversos países e para diferentes categorias veiculares.

Figura 2: Estoque global de veículos elétricos, 2010-2021.



Fonte: IEA, 2022.

Entretanto, essa rápida expansão impõe desafios significativos aos sistemas de distribuição de energia elétrica, especialmente relacionados à qualidade do fornecimento e à estabilidade da rede durante os períodos de recarga dos veículos (SILVA, 2022).

Dentre os principais desafios, destaca-se a distorção harmônica gerada pelos carregadores de veículos elétricos, que utilizam conversores eletrônicos de potência e operam como cargas não lineares. Isso pode provocar alterações significativas nas formas de onda de corrente e tensão, comprometendo o desempenho de transformadores, dispositivos de proteção e equipamentos eletrônicos, além de prejudicar a eficiência da distribuição de energia (LUCAS et al., 2015).

A magnitude desses impactos depende de diversos fatores, incluindo o tipo e a potência dos carregadores, a quantidade simultânea de veículos conectados e o ponto de acoplamento comum (PCC) à rede elétrica (IEEE, 2022). Neste contexto, a infraestrutura de recarga desempenha um papel crucial para viabilizar a eletrificação veicular. Carregadores com potências entre 20 kW e 30 kW são particularmente relevantes em eletropostos públicos e aplicações comerciais, pois proporcionam um equilíbrio adequado entre tempo de recarga e demanda energética. No entanto, esses equipamentos podem gerar picos elevados de demanda e intensificar os níveis de distorção harmônica, afetando diretamente a qualidade da energia fornecida pelas concessionárias (LUCAS et al., 2015; WANG et al., 2021).

De acordo com a norma IEEE Std. 519/2022, monitorar a THD é essencial para garantir a qualidade e estabilidade da rede elétrica, prevenindo impactos negativos sobre os consumidores e equipamentos conectados ao mesmo sistema.

1.2 Objetivo Geral

Diante desse contexto, este estudo visa analisar de forma probabilística os impactos da inserção dos carregadores veiculares na rede elétrica de distribuição, especialmente no que se refere à distorção harmônica. Através dessa análise, pretende-se identificar os períodos críticos de maior ocorrência dessas distorções e avaliar sua variabilidade ao longo do dia.

Para realizar essa análise, será aplicada a técnica de Simulação de Monte Carlo, amplamente reconhecida pela sua eficácia em modelar incertezas e fenômenos estocásticos na engenharia. Essa metodologia permite criar diversos cenários de carregamento, considerando variações na demanda, horários de utilização e interações complexas com a rede elétrica.

1.3 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho incluem:

- Caracterizar as curvas de carga e o perfil de distorção harmônica associado ao carregamento dos veículos elétricos, considerando diversos níveis de demanda;
- Avaliar os períodos críticos e a variabilidade da ocorrência dessas distorções harmônicas;
- Desenvolver um modelo representativo da rede de distribuição que contemple diferentes configurações, permitindo avaliar os padrões de propagação das distorções harmônicas;
- Avaliar os impactos da inserção dos veículos elétricos em cenários distintos, com foco nas variações de tensão e qualidade da energia.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho está estruturado em seis capítulos. O Capítulo 1 apresenta uma introdução ao tema, contendo a justificativa, os objetivos gerais e específicos, além das diretrizes metodológicas do estudo. O Capítulo 2 aborda a revisão bibliográfica, detalhando os principais conceitos associados aos veículos elétricos, distorções harmônicas e normas técnicas aplicáveis, com destaque para avanços tecnológicos recentes.

O terceiro capítulo descreve detalhadamente a metodologia adotada, incluindo os procedimentos para coleta e análise dos dados, bem como os modelos computacionais utilizados nas simulações. O Capítulo 4 apresenta e discute os resultados das simulações, analisando criticamente os impactos identificados e comparando-os com estudos prévios e normas vigentes.

Por fim, o capítulo 5 apresenta as considerações finais, sintetizando as conclusões do estudo e sugerindo linhas futuras de pesquisa.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem como objetivo abordar de maneira detalhada os principais conceitos relacionados à eletrificação do setor automotivo, destacando as tecnologias utilizadas nos veículos elétricos, as características técnicas da infraestrutura de recarga e os impactos na qualidade da energia elétrica, particularmente as distorções harmônicas associadas aos carregadores veiculares.

2.1 Veículos Elétricos: Conceitos e Panorama Atual

A compreensão dos aspectos técnicos e operacionais dos veículos elétricos é fundamental para avaliar seus impactos na rede elétrica de distribuição. Este subcapítulo apresentará inicialmente a definição básica e os tipos existentes desses veículos, seguida por uma análise do panorama atual e perspectivas futuras de crescimento no cenário global e brasileiro.

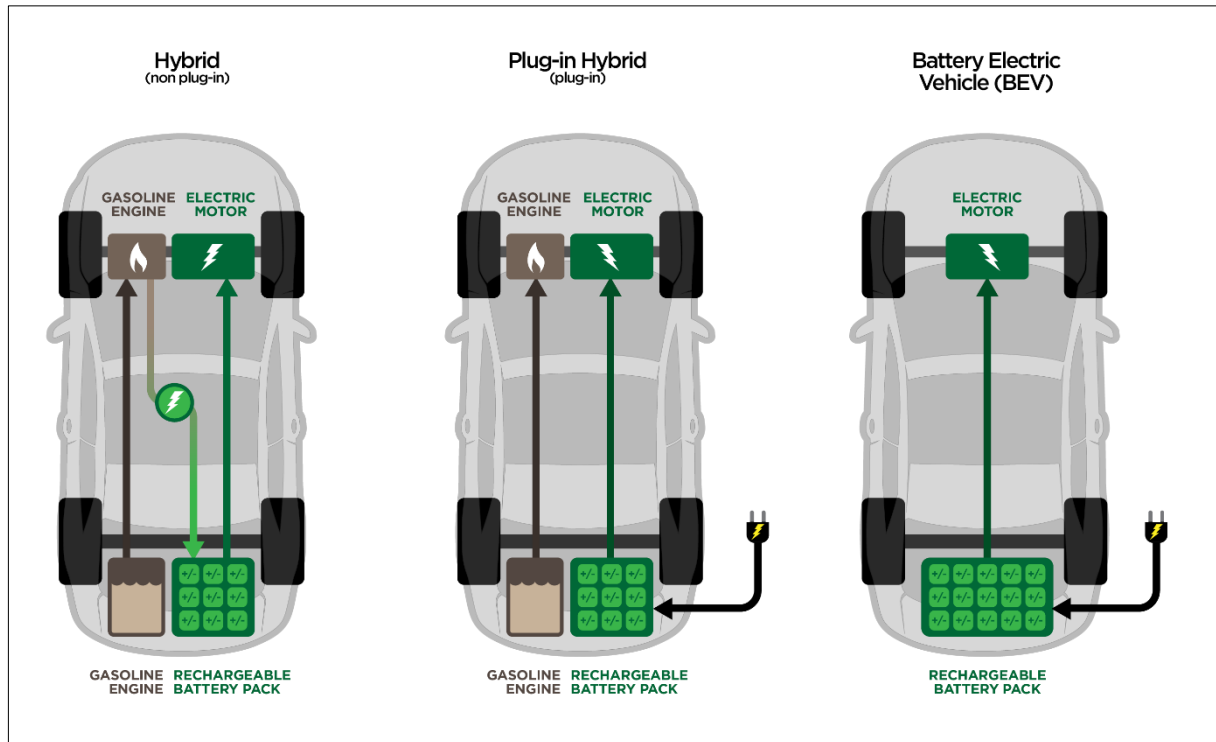
2.1.1 Definição e Tipos de Veículos Elétricos

A eletrificação do setor de transporte tem se consolidado como uma estratégia essencial para a redução de emissões de gases de efeito estufa e para a mitigação dos impactos ambientais causados pelo uso de combustíveis fósseis. Tais veículos representam uma solução sustentável para a mobilidade urbana, utilizando motores elétricos e sistemas de armazenamento de energia que substituem ou complementam os motores a combustão interna (IEA, 2022).

Os VEs podem ser classificados em três categorias principais:

- Veículos Elétricos a Bateria (BEVs - Battery Electric Vehicles): movidos exclusivamente por motores elétricos, utilizando baterias recarregáveis como fonte de energia. Esses veículos não possuem motor de combustão interna e dependem de infraestrutura de recarga.
- Veículos Elétricos Híbridos Plug-in (PHEVs - Plug-in Hybrid Electric Vehicles): combinam um motor elétrico e um motor a combustão interna. Possuem baterias que podem ser recarregadas na rede elétrica e, quando descarregadas, o motor a combustão assume a tração do veículo.
- Veículos Elétricos Híbridos (HEVs - Hybrid Electric Vehicles): utilizam tanto motor elétrico quanto motor a combustão interna, mas não possuem a opção de recarga externa. O motor elétrico é alimentado por um sistema de recuperação de energia, como a frenagem regenerativa.

Figura 3: Classificação de Veículos Elétricos.



Fonte: Nova Scotia Power.

2.1.2 Crescimento e Perspectivas dos Veículos Elétricos

A crescente demanda por veículos elétricos tem sido impulsionada por políticas ambientais, incentivos governamentais e avanços tecnológicos na eficiência das baterias. De acordo com a Agência Internacional de Energia, espera-se que a frota global de veículos elétricos alcance cerca de 125 milhões de unidades até 2030, com destaque para mercados como China, União Europeia e Estados Unidos, que possuem regulamentações e metas de eletrificação mais avançadas (IEA, 2022).

No Brasil, embora a penetração dos VEs ainda seja inferior à de países desenvolvidos, observa-se um crescimento progressivo na adoção desses veículos. Barreiras como alto custo inicial, infraestrutura de recarga limitada e incentivos fiscais reduzidos ainda são desafios que precisam ser superados para a popularização da tecnologia no país (O SETOR ELÉTRICO, 2023).

2.2 Infraestrutura de Recarga de Veículos Elétricos

Para viabilizar o crescimento da frota de veículos elétricos, é imprescindível investir em uma infraestrutura adequada e eficiente de recarga. A disponibilidade e adequação da infraestrutura influenciam diretamente na viabilidade técnica, econômica e operacional da

mobilidade elétrica. Portanto, conhecer as tecnologias de recarga existentes é fundamental para planejar adequadamente a integração dos veículos elétricos ao sistema elétrico e garantir a satisfação dos usuários.

Nesta seção serão apresentados os diferentes tipos de carregadores existentes e os modos de recarga disponíveis, destacando suas características, vantagens, limitações operacionais e implicações para a rede elétrica.

2.2.1 Tipos de Carregadores

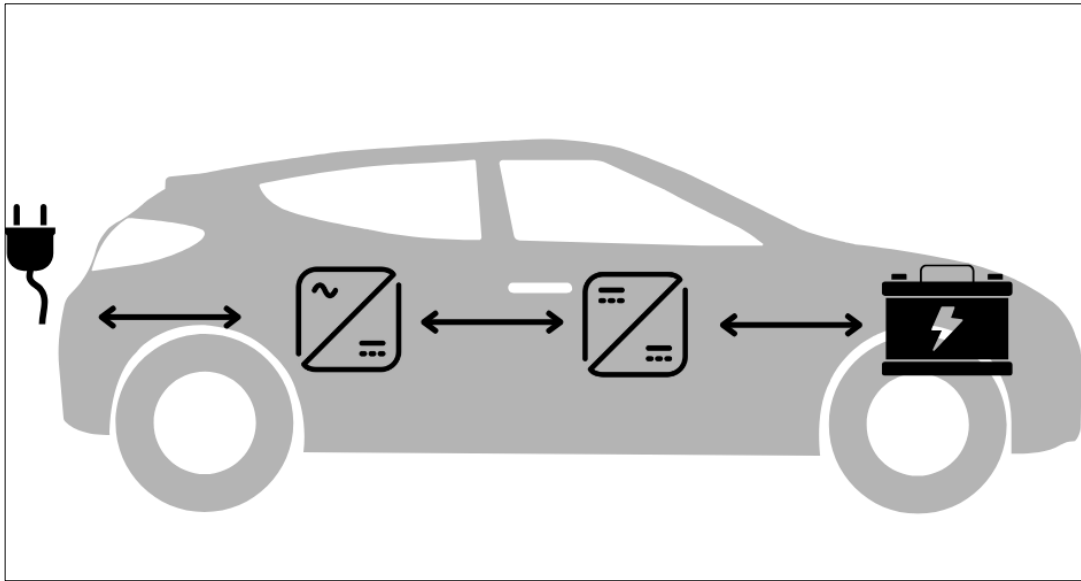
A expansão da frota de veículos elétricos trouxe consigo a necessidade de desenvolvimento de tecnologias de carregamento que proporcionem maior eficiência energética, praticidade e segurança aos usuários. Nesse contexto, os carregadores podem ser classificados como on-board e off-board, dependendo de sua localização e função no processo de recarga (SOUZA et al., 2021; SILVA; MENDES, 2023).

2.2.1.1 Carregadores Integrado

Os carregadores integrados são equipamentos incorporados ao próprio veículo elétrico. Esses dispositivos realizam internamente a conversão da corrente alternada (CA), fornecida pela rede elétrica, em corrente contínua (CC), possibilitando o carregamento das baterias (SOUZA et al., 2021). São geralmente utilizados nos níveis 1 e 2 de carregamento, principalmente em residências ou em estações com potência limitada.

A principal vantagem desse tipo de carregador reside na facilidade de recarga em tomadas convencionais residenciais ou em pontos de menor potência instalados em espaços comerciais ou estacionamentos. No entanto, devido às restrições de espaço e à limitação na dissipação térmica, esses carregadores apresentam tempos de recarga relativamente longos, podendo variar entre 4 e 12 horas, dependendo da capacidade da bateria e da potência disponível na instalação elétrica (ALVES; COSTA, 2022).

Figura 4: Veículo com Carregamento Integrado.



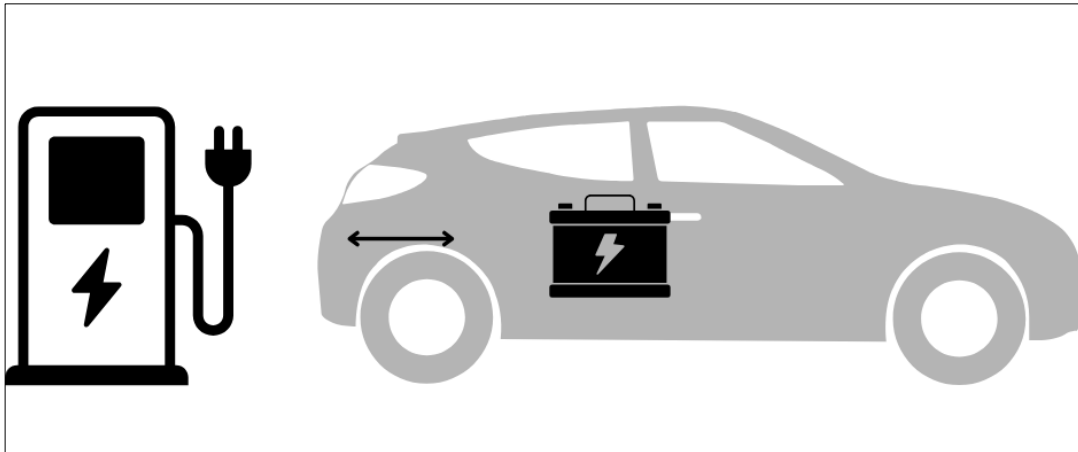
Fonte: Autor.

2.2.1.2 Carregadores Externos

Esses carregadores são equipamentos externos ao veículo, normalmente encontrados em estações de carregamento rápido. Eles realizam a conversão de corrente alternada para corrente contínua fora do veículo, fornecendo diretamente energia em CC para as baterias (SILVA; MENDES, 2023). Por possibilitar potências elevadas se comparadas ao tipo on-board, esses dispositivos oferecem tempos reduzidos de recarga, variando entre 1 e 4 horas, dependendo da capacidade das baterias e da potência disponível no ponto de carregamento.

Essa tecnologia é especialmente vantajosa para aplicações comerciais e para estações de recarga situadas em rodovias e centros urbanos movimentados, onde o tempo de recarga reduzido representa maior comodidade para os usuários. No entanto, esses sistemas demandam uma infraestrutura robusta e investimentos consideráveis para sua implementação.

Figura 5: Veículo com Carregamento Externo.



Fonte: Autor.

2.2.2 Modos de Recarga

Além dos diferentes tipos de carregadores, existem modos de recarga estabelecidos por normas internacionais, como IEC 62196 (2020) e SAE J1772 (2017), que definem padrões técnicos para conectores e métodos de conexão. No contexto brasileiro, a ABNT NBR IEC 61851-1 é a referência normativa principal que especifica os requisitos gerais para recarga condutiva de veículos elétricos (EPE, 2021).

Os modos de recarga são classificados conforme critérios relacionados à potência disponível, tipo de corrente utilizada (alternada ou contínua), requisitos técnicos para segurança e sistemas de comunicação entre veículo e estação de recarga (FERREIRA; OLIVEIRA, 2022). As categorias principais são os Modos 1, 2, 3 e 4, que são detalhados a seguir.

2.2.2.1 Modo 1

O Modo 1 é o mais básico dos modos de recarga, onde a conexão entre o veículo elétrico e a rede elétrica ocorre por meio de uma tomada convencional residencial ou industrial. Neste modo não há um sistema eletrônico dedicado para controle do carregamento. A única exigência técnica é a presença de um condutor de aterramento adequado, sendo recomendada ainda a instalação de dispositivos de proteção, como disjuntores diferenciais residuais (DDR), para prevenir sobrecargas, curtos-circuitos e choques elétricos (SOUZA; LIMA, 2023).

Apesar da simplicidade, o Modo 1 possui limitações significativas, incluindo uma corrente máxima de até 16 A e tensões máximas de até 250 V (monofásico) ou 480 V (trifásico), o que resulta em uma recarga lenta. Esse modo é proibido em países como os Estados Unidos devido aos

riscos de superaquecimento e incêndio relacionados à infraestrutura doméstica inadequada, sendo desencorajado também em diversos outros países (EPE, 2021; ANEEL, 2022).

2.2.2.2 Modo 2

O Modo 2 também utiliza tomadas convencionais, porém apresenta a inclusão de um Sistema de Alimentação de Veículo Elétrico (SAVE) integrado ao cabo de recarga. O SAVE conta com um módulo eletrônico que monitora continuamente a integridade da conexão entre veículo e tomada, garantindo maior segurança contra choques e falhas na instalação elétrica, como problemas no aterramento (FERREIRA; OLIVEIRA, 2022; SAE J1772, 2017).

Neste modo, a corrente máxima pode alcançar até 32 A com tensões máximas semelhantes ao Modo 1, sendo frequentemente utilizado para recargas residenciais e comerciais lentas. O sistema também inclui um dispositivo diferencial residual (DDR) e condutor de aterramento embutidos no próprio cabo, aumentando significativamente a segurança do processo de recarga (EPE, 2021).

2.2.2.3 Modo 3

O Modo 3 envolve estações dedicadas de carregamento, conectadas permanentemente à rede elétrica de corrente alternada. Essas estações possuem sistemas avançados de segurança e monitoramento, incluindo a verificação constante da integridade do aterramento e da isolação elétrica, além de controle automatizado capaz de interromper o fornecimento de energia caso sejam detectadas anomalias (SOUZA; LIMA, 2023; ANEEL, 2022).

Este modo oferece flexibilidade, permitindo tanto recargas lentas quanto semi-rápidas, com potências típicas variando entre 3,7 kW e 22 kW, podendo atingir até 43 kW em estações específicas. É amplamente utilizado em espaços públicos e privados, com tempos de recarga entre 1 e 4 horas (FERREIRA; OLIVEIRA, 2022; IEC 62196, 2020).

2.2.2.4 Modo 4

O Modo 4 representa o carregamento ultrarrápido com uso exclusivo de estações externas que fornecem diretamente corrente contínua às baterias. As potências nesse modo variam significativamente, podendo alcançar valores entre 50 kW e 400 kW, resultando em tempos muito reduzidos para o carregamento completo da bateria, geralmente inferiores a 1 hora (SAE J1772, 2017).

Dado seu elevado nível de potência, o Modo 4 demanda investimentos em infraestrutura elétrica robusta e dedicada, sendo utilizado predominantemente em estações de recarga localizadas ao longo de rodovias, centros urbanos e pontos comerciais com alta circulação de veículos (EPE, 2021; SOUZA; LIMA, 2023). Entretanto, essa tecnologia exige infraestrutura elétrica robusta, sendo geralmente instalada em rodovias e grandes centros urbanos (EPE, 2021).

2.3 Qualidade da Energia Elétrica

A qualidade da energia elétrica é um aspecto essencial para o funcionamento adequado e eficiente de todos os sistemas elétricos, bem como para a proteção dos equipamentos a eles conectados. Alterações significativas na qualidade da energia podem causar falhas e redução da vida útil dos equipamentos, aumentando os custos operacionais e os riscos de interrupções não planejadas. Nesta seção, serão abordados os principais parâmetros utilizados para avaliar a qualidade da energia elétrica, destacando especialmente o impacto das distorções harmônicas e suas consequências operacionais.

2.3.1 Parâmetros de Qualidade da Energia

Os parâmetros da qualidade da energia são indicadores essenciais para assegurar que o fornecimento elétrico atenda aos requisitos mínimos necessários ao funcionamento adequado dos equipamentos conectados à rede elétrica. Entre os principais parâmetros avaliados destacam-se:

- **Tensão e frequência:** Variações excessivas desses parâmetros podem causar o mau funcionamento de equipamentos sensíveis e reduzir sua vida útil. A manutenção da tensão e frequência dentro de limites pré-estabelecidos é fundamental para garantir a operação adequada dos sistemas elétricos.
- **Fator de potência:** Este parâmetro indica a eficiência com que a energia elétrica está sendo utilizada. Um baixo fator de potência pode resultar em perdas energéticas adicionais, sobrecargas em sistemas elétricos e maior desgaste de equipamentos, indicando a necessidade de correções específicas na instalação elétrica.
- **Distorção Harmônica:** Trata-se da presença de componentes adicionais no sinal elétrico com frequências múltiplas da fundamental. Essas distorções podem causar problemas como superaquecimento de transformadores, falhas e mau funcionamento de equipamentos eletrônicos sensíveis, além de reduzir a eficiência do sistema elétrico.

2.3.2 Distorções Harmônicas

As distorções harmônicas são fenômenos elétricos decorrentes da presença de componentes de tensão e corrente com frequências múltiplas da frequência fundamental do sistema, geralmente de 50 ou 60 Hz (ANEEL, 2021). Estas distorções são geradas predominantemente por cargas não lineares, incluindo conversores eletrônicos de potência, motores com controle eletrônico, lâmpadas fluorescentes e como neste caso de estudo em carregadores de veículos elétricos, que modificam a forma de onda senoidal ideal do fornecimento de energia elétrica.

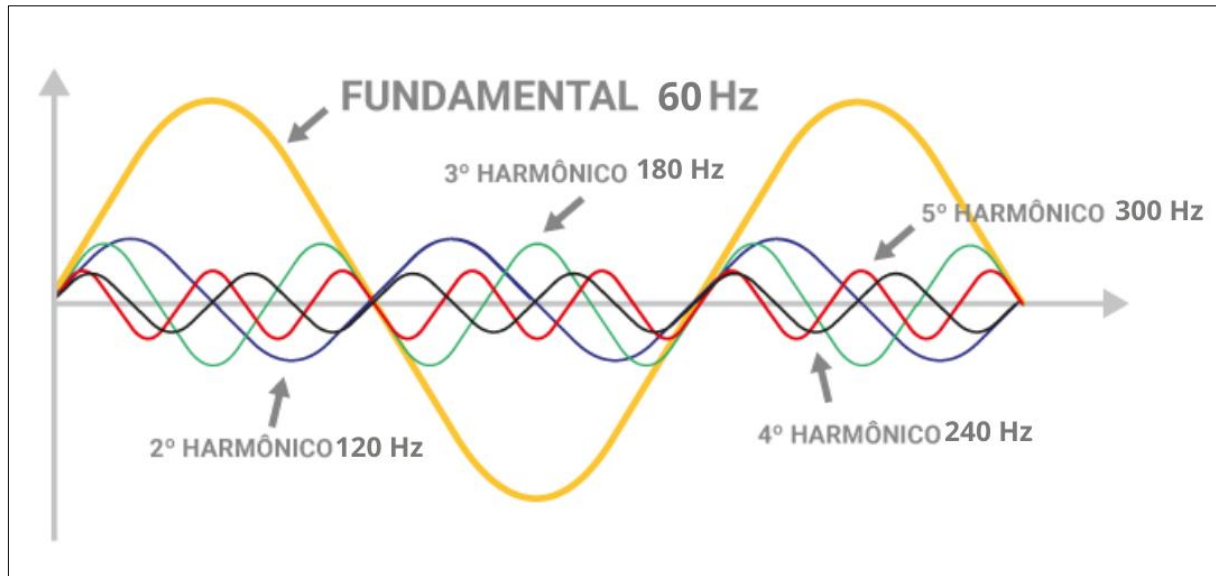
Para analisar essas distorções matematicamente, utiliza-se a série de Fourier, que permite decompor uma forma de onda complexa em uma soma de componentes harmônicas senoidais, cada uma com frequência múltipla da fundamental, amplitude e fase específicas. Esse método facilita a compreensão e a quantificação dos impactos das distorções harmônicas, simplificando a identificação dos principais problemas e permitindo a implementação de soluções eficazes para sua mitigação.

$$f(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} [a_n \cos(n\omega_0 t) + b_n \sin(n\omega_0 t)] \quad (1)$$

Apesar das distorções introduzidas, os sinais elétricos ainda mantêm comportamento periódico, repetindo-se em ciclos regulares. No entanto, a presença dessas componentes harmônicas pode alterar significativamente o desempenho dos sistemas, provocando perdas adicionais por aquecimento em transformadores e motores, reduzindo a vida útil e causando mau funcionamento de dispositivos eletrônicos sensíveis. Além disso, a ressonância harmônica pode ocorrer em pontos específicos da rede, potencializando os efeitos negativos das distorções.

A figura 6 ilustra como uma onda periódica distorcida pode ser decomposta pela série de Fourier em diferentes componentes harmônicas senoidais, cada uma com frequência, amplitude e fase próprias.

Figura 6: Representação em série de Fourier de uma forma de onda distorcida.



Fonte: Adaptado pelo Autor.

A aplicação dessa técnica permite estudar individualmente cada componente harmônica, facilitando a identificação das fontes de distorção e a adoção de estratégias mais efetivas para mitigar os impactos negativos na rede elétrica.

2.3.3 Parâmetros para a qualidade de energia

A fim de estabelecer padrões mínimos para a qualidade da energia elétrica fornecida, existem normas técnicas nacionais e internacionais que definem indicadores e limites específicos para diferentes fenômenos elétricos, incluindo as distorções harmônicas. No Brasil, esses padrões são definidos principalmente pelo PRODIST, enquanto globalmente são adotadas referências como a IEEE Std 519.

2.3.3.1 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O Módulo 8 do PRODIST trata da qualidade do fornecimento de energia elétrica e é dividido em seções que abordam a qualidade do produto, qualidade do serviço, qualidade comercial e segurança do trabalho e instalações. A seção de qualidade do produto

caracteriza os distúrbios que afetam as redes de distribuição, estabelece indicadores e limites ou valores de referência e define a metodologia de medição (ANEEL, 2020).

2.3.3.1.1 Indicadores de Distorções Harmônicas de Tensão

Em relação às distorções harmônicas de tensão, o PRODIST define os seguintes indicadores:

- Distorção Harmônica Individual de Tensão de ordem h ($DIT_h\%$) representa a porcentagem da tensão harmônica de ordem h em relação à tensão fundamental.

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} * 100\% \quad (2)$$

- Distorção Harmônica Total de Tensão ($DTT\%$): mede a contribuição total de todas as componentes harmônicas presentes na tensão.

$$DTT\% = \left[\frac{\sqrt{\sum(V_h^2)}}{V_1} \right] * 100\% \quad (3)$$

- Distorção Harmônica Total de Tensão para os componentes pares não múltiplos de 3 ($DTT_p\%$): avalia a contribuição das harmônicas pares que não são múltiplas de 3.
- Distorção Harmônica Total de Tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 ($DTT_i\%$): avalia a contribuição das harmônicas ímpares que não são múltiplas de 3.
- Distorção Harmônica Total de Tensão para as componentes múltiplas de 3 ($DTT_3\%$): avalia a contribuição das harmônicas múltiplas de 3.

O PRODIST estabelece limites para as distorções harmônicas totais, considerando 95% de 1008 amostras válidas de 10 minutos feitas para os indicadores DTT , DTT_p , DTT_i e DTT_3 . Os limites impostos para as distorções totais estão na Tabela 2 adaptada do PRODIST (ANEEL, 2020).

Tabela 2: Limites das Distorções Harmônicas Totais (em % da tensão fundamental)

Indicador	Tensão Nominal (V_n) $\leq 1,0$ kV	$1,0$ kV $< V_n < 69$ kV	69 kV $\leq V_n < 230$ kV
$DTT_{95\%}$	10,0%	8,0%	5,0%
$DTT_p_{95\%}$	2,5%	2,0%	1,0%
$DTT_i_{95\%}$	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_3_{95\%}$	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: Adaptada PRODIST 8.

2.3.3.2 IEEE Std 519-2022

Internacionalmente, a IEEE Std 519-2022 oferece diretrizes detalhadas para medições e limites das distorções harmônicas, definindo o Ponto de Acoplamento Comum, como ponto estratégico para avaliação e controle dessas interferências (COMSYS, 2022).

Uma definição importante dada nesta norma é a de Point of Common Coupling (PCC), ou Ponto de Acoplamento Comum (PAC) em português. Este é definido como o ponto em um sistema de fornecimento de energia público, eletricamente mais próximo de uma determinada carga, no qual outras cargas estão ou podem estar conectadas. É um ponto localizado a montante da instalação considerada (COMSYS, 2022).

2.3.3.2.1 Limites de Distorção Harmônica de Tensão

A Tabela 3 apresenta os limites máximos permitidos de distorção harmônica de tensão, conforme as faixas de tensão no ponto de conexão à rede elétrica. Esses limites garantem que a qualidade da energia seja preservada e que os usuários não sejam afetados negativamente por distorções excessivas.

Tabela 3 - Limites de Distorção de Tensão IEEE Std 519-2022

Tensão no PAC (V)	Distorção Harmônica Individual (%)	Distorção Harmônica Total (THD%)
$V \leq 1,0$ kV	5,0%	8,0%
$1,0$ kV $< V \leq 69$ kV	3,0%	5,0%
69 kV $< V \leq 161$ kV	1,5%	2,5%
$V > 161$ kV	1,0%	1,5%

Fonte: Adaptada IEEE Std 519-2022.

Válido ressaltar que para sistemas de alta tensão, é permitido até 2,0% de THD quando a causa for um terminal HVDC cujos efeitos serão atenuados em pontos da rede onde futuros usuários podem ser conectados.

2.3.3.2.2 Limites de Distorção Harmônica de Corrente

Adicionalmente, a norma IEEE Std 519-2022 define limites específicos para a distorção harmônica da corrente, por meio do parâmetro Distorção Total de Demanda (TDD%). Esse indicador é calculado com base na corrente máxima de demanda do sistema (I_L), proporcionando uma avaliação mais precisa e representativa das condições reais de operação da rede elétrica. Diferente da tensão fundamental, que apresenta uma variação mais controlada, a corrente fundamental oscila de maneira significativa ao longo do tempo. Dessa forma, a norma define a Distorção Total de Demanda (TDD%) como um parâmetro mais adequado para avaliação dos níveis aceitáveis de distorção de corrente.

A TDD% é dada pela seguinte equação:

$$TDD\% = \left(\frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2}}{I_L} \right) * 100\% \quad (4)$$

Onde:

- I_h é a corrente harmônica de ordem h;
- I_L é a corrente máxima de demanda, medida sob condições normais de operação;
- h_{max} Representa a máxima ordem harmônica considerada.

A tabela 4 apresenta os limites para distorção harmônica de corrente definidos pela norma do IEEE, considerando diferentes relações entre a corrente de curto-circuito e a demanda máxima do sistema. Essa abordagem busca garantir a estabilidade e eficiência da rede elétrica ao prevenir níveis excessivos de distorção que possam prejudicar sua operação e confiabilidade.

Tabela 4 - Limites de Distorção Harmônica de Corrente para Sistemas de 120V a 69kV

Relação I_{SC}/I_L	$2 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD (%)
<20	4,0%	2,0%	1,5%	0,6%	0,3%	5,0%
20 < 50	7,0%	3,5%	2,5%	1,0%	0,5%	8,0%
50 < 100	10,0%	4,5%	4,0%	1,5%	0,7%	12,0%
100 < 1000	12,0%	5,5%	5,0%	2,0%	1,0%	15,0%
>1000	15,0%	7,0%	6,0%	2,5%	1,4%	20,0%

Fonte: Adaptada IEEE Std 519-2022.

Além disso, a norma especifica que as componentes harmônicas pares até a sexta ordem (ou seja, $h = 2, 4, 6$) devem ser limitadas a 50% dos valores estabelecidos na tabela acima. Além disso, distorções harmônicas que resultem em deslocamento de corrente contínua (como ocorre em conversores de meia onda) não são permitidas, devido ao risco de saturação de transformadores e impactos negativos no desempenho da rede elétrica.

A aplicação desses limites visa garantir que a distorção harmônica de corrente seja mantida dentro de níveis aceitáveis, minimizando impactos adversos em equipamentos sensíveis e assegurando a confiabilidade da rede elétrica.

2.4 Impactos da Recarga de Veículos Elétricos na Rede de Distribuição

Este tópico aborda detalhadamente os impactos que a recarga massiva de veículos elétricos pode causar à rede de distribuição, enfatizando os desafios relacionados ao aumento da demanda energética e às alterações significativas na qualidade da energia fornecida. Serão discutidos também os tipos específicos de harmônicos gerados pelos carregadores dos veículos elétricos e suas respectivas consequências.

2.4.1 Aumento da Demanda Energética e Impactos na Qualidade da Energia.

A integração massiva dos veículos elétricos na matriz de transporte tem potencial para elevar significativamente a demanda energética, especialmente nos períodos críticos, como o início da noite, quando muitos usuários conectam simultaneamente seus veículos para recarga. Tal comportamento pode gerar picos elevados de consumo, exigindo ajustes na operação e na capacidade da infraestrutura de distribuição para garantir a estabilidade e eficiência do sistema. De acordo com estimativas recentes, até 2035, a frota de veículos elétricos poderá resultar em um

acréscimo entre 2% e 3% na demanda total por energia elétrica no Brasil (O SETOR ELÉTRICO, 2023).

O aumento expressivo e concentrado da carga elétrica proveniente da recarga simultânea de veículos elétricos pode gerar diversos impactos negativos sobre a qualidade da energia fornecida. Entre esses impactos, destacam-se as variações significativas nos níveis de tensão da rede, sobrecarga em transformadores e equipamentos da infraestrutura elétrica, além da deterioração do fator de potência da rede. Ademais, a inserção em larga escala de carregadores pode intensificar a ocorrência de distorções harmônicas, fenômenos que afetam a estabilidade e a eficiência operacional das redes elétricas

2.4.2 Distorções Harmônicas Geradas por Carregadores de Veículos Elétricos

Os carregadores de veículos elétricos utilizam conversores eletrônicos de potência para converter a CA fornecida pela rede em CC, necessária ao carregamento das baterias dos veículos. Esse processo, contudo, introduz harmônicos na rede elétrica, que são componentes de frequências múltiplas da frequência fundamental do sistema, sendo de 60 Hz no Brasil. Esses harmônicos causam perturbações que comprometem significativamente a qualidade da energia elétrica fornecida às cargas conectadas ao sistema.

Essas distorções podem ser classificadas segundo a ordem dos harmônicos, que são diferenciados pela frequência relativa ao sinal fundamental. Cada faixa de ordem harmônica apresenta características e impactos distintos no sistema elétrico, como será detalhado a seguir.

2.4.2.1 Harmônicos de Baixa Ordem (3ª, 5ª e 7ª Ordem)

Os harmônicos de baixa ordem, principalmente os de 3ª, 5ª e 7ª ordem, são frequentemente produzidos por conversores eletrônicos empregados em carregadores de veículos elétricos. Destes, os harmônicos de 5ª e 7ª ordem costumam ser os mais prejudiciais, uma vez que afetam diretamente o fator de potência, resultando em perdas adicionais de energia, aquecimento excessivo em transformadores e motores elétricos, bem como na redução da vida útil dos equipamentos elétricos. Além disso, os harmônicos de 3ª ordem apresentam comportamento específico em sistemas trifásicos, podendo acumular-se no condutor neutro, o que gera riscos de sobrecarga e problemas térmicos adicionais.

2.4.2.2 Harmônicos de Média Ordem (9^a, 11^a e 13^a Ordem)

Harmônicos de média ordem, particularmente das ordens 9^a, 11^a e 13^a, surgem principalmente devido ao uso da modulação por largura de pulso (PWM) empregada nos conversores eletrônicos de potência. Embora tenham menor amplitude quando comparados aos harmônicos de baixa ordem, podem apresentar consequências específicas devido à sua capacidade de causar ressonância harmônica na rede elétrica. A ressonância harmônica potencializa os efeitos negativos das distorções, amplificando-os em determinados pontos da rede e podendo levar à deterioração da qualidade da energia fornecida.

2.4.2.3 Harmônicos de Alta Ordem (Acima da 15^a Ordem)

Para os de alta ordem, geralmente acima da 15^a ordem, são gerados por conversores eletrônicos operando em frequências elevadas. Esses componentes têm um impacto distinto sobre a qualidade da energia, especialmente relacionado a interferências eletromagnéticas (EMI). A presença desses harmônicos pode afetar adversamente equipamentos eletrônicos sensíveis, incluindo sistemas de telecomunicações, equipamentos médicos e dispositivos eletrônicos de precisão. Além disso, podem exigir maior rigor no projeto e na operação dos sistemas elétricos para mitigar potenciais interferências.

2.5 Interações de Veículos Elétricos com a Rede Elétrica

A infraestrutura elétrica convencional não foi originalmente concebida para acomodar o aumento significativo na demanda elétrica resultante do carregamento simultâneo de veículos. A rápida expansão da frota pode gerar impactos substanciais na qualidade e estabilidade da energia elétrica, especialmente em horários específicos do dia, quando muitos veículos são conectados simultaneamente à rede. Essa situação pode acarretar problemas como sobrecarga de equipamentos elétricos, variações de tensão e aumento das distorções harmônicas na rede.

Estudos têm destacam que os impactos dessa interação dependem diretamente de variáveis críticas, como o horário em que o veículo é conectado à rede elétrica, o estado inicial da carga da bateria no momento da conexão e o tempo total necessário para a recarga completa. Esses fatores influenciam a intensidade das demandas elétricas adicionais impostas ao sistema de distribuição, podendo levar a condições operacionais adversas e potencialmente prejudiciais à infraestrutura elétrica existente.

Especificamente, pesquisas conduzidas por Lopes, Soares e Almeida (2011) demonstraram que o carregamento não gerenciado dos veículos elétricos pode gerar situações preocupantes, como a sobrecarga dos transformadores de distribuição, especialmente aqueles com tensão nominal de 13,8 kV. Além disso, esses estudos apontaram que a inserção massiva dos VEs pode provocar quedas significativas na tensão dos barramentos, chegando a valores próximos a 0,95 pu, o que compromete a qualidade e estabilidade energética fornecida aos consumidores. Portanto, compreender profundamente essas variáveis e gerenciar estrategicamente o carregamento é crucial para mitigar esses efeitos negativos e manter a confiabilidade do sistema elétrico.

Neste contexto, há três principais abordagens relacionadas à interação dos veículos elétricos com a rede elétrica, amplamente discutidas e estudadas pela comunidade técnica e acadêmica:

- Rede para o Veículo (G2V);
- Veículo para a Rede (V2G);
- Veículo para a Casa (V2H).

Esses modos apresentam diferentes características, vantagens operacionais e desafios técnicos específicos. Contudo, para este estudo em particular, será considerada exclusivamente a abordagem G2V, uma vez que é a modalidade predominante no mercado atual, sendo mais facilmente implementável e com exigências de infraestrutura e regulamentação mais simples.

2.5.1 Rede para o Veículo.

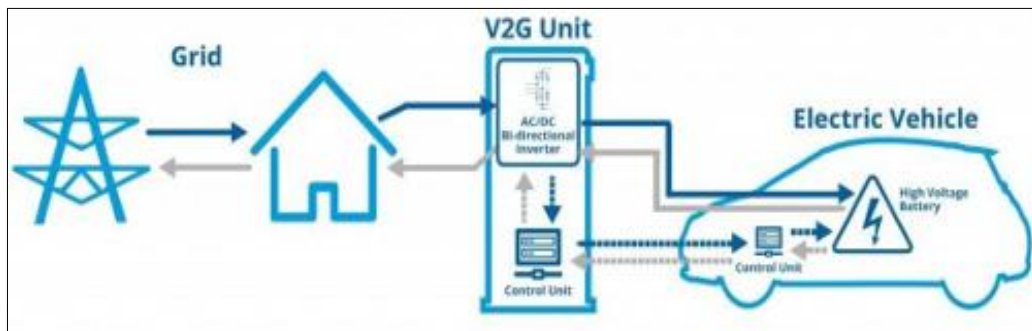
O conceito G2V é o modo mais difundido atualmente no mercado de veículos elétricos. Nesse modelo, a energia elétrica flui exclusivamente da rede para a bateria do veículo, de maneira unidirecional. Isso significa que o veículo atua apenas como consumidor de energia, sem possibilidade de retorno da energia armazenada na bateria para a rede elétrica. Essa abordagem simplificada é amplamente adotada devido à facilidade técnica e operacional associada ao seu uso.

Esse sistema permite que os veículos elétricos sejam recarregados preferencialmente em períodos de menor demanda da rede elétrica, contribuindo para minimizar os impactos operacionais, como sobrecargas em períodos de pico e variações significativas de tensão (MONTEIRO et al., 2012). A adoção desse modelo pode ser ainda mais benéfica quando

combinada com sistemas inteligentes de gestão do carregamento, permitindo otimizar o consumo e reduzir a necessidade de reforços excessivos na infraestrutura existente.

A Figura 7 ilustra de forma esquemática o fluxo unidirecional da energia no sistema G2V. Observa-se claramente que, nesse modelo, a energia é fornecida exclusivamente pela rede elétrica para as baterias do veículo, não permitindo fluxo inverso de energia do veículo para a rede.

Figura 7: Fluxo de potência no sistema G2V.



Fonte: ZHAW, 2019.

Dessa forma, o conceito G2V é essencial para garantir uma transição segura e viável para a mobilidade elétrica, sendo amplamente estudado devido ao seu potencial para ser otimizado por sistemas de gestão inteligente de carregamento, assegurando a operação dentro dos limites operacionais adequados da rede elétrica e contribuindo para uma transição energética mais eficiente e sustentável.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, será descrita em detalhes a metodologia empregada para a realização das simulações computacionais, e análises que compõem este estudo. O objetivo é fornecer um embasamento técnico e estruturado sobre os procedimentos adotados para a análise do impacto do carregamento de veículos elétricos na rede, considerando diferentes cenários operacionais.

Para isso, serão apresentados os casos analisados, detalhando os parâmetros adotados em cada simulação e as variações consideradas. Será descrita a abordagem utilizada para a modelagem do carregamento dos veículos, incluindo os critérios para a definição dos perfis de carga, a alocação das demandas ao longo do tempo e os diferentes cenários simulados. Além disso, será especificado o tipo de carregador adotado, destacando sua potência e o impacto do carregamento na rede elétrica sob diferentes condições operacionais.

As simulações foram conduzidas utilizando um sistema elétrico de referência, onde foram modeladas as condições de operação da rede elétrica e sua interação com a carga dos veículos elétricos. O modelo utilizado foi a rede IEEE de 34 barras, amplamente utilizada em pesquisas para análises de fluxo de carga em sistemas de distribuição de energia elétrica. Este modelo é composto por uma rede de distribuição radial com 34 barras e 22 linhas de transmissão, representando uma configuração típica para a análise de impactos de novas cargas, como os carregadores, em sistemas de médio porte. Essa rede foi adaptada para simular a inserção dos carregadores, ajustando-se à configuração para refletir as demandas típicas de energia dos VEs.

3.1 Componentes Modelados

Neste tópico, serão detalhados os componentes principais utilizados para modelar o sistema de carregamento: o veículo e o carregador adotados como base para a simulação. A seleção das características desses componentes foi feita levando em consideração parâmetros operacionais representativos e as necessidades de infraestrutura de carregamento em um contexto de análise de impacto no sistema elétrico.

3.1.1 Características do Veículo

Para a modelagem do sistema, foi adotado um veículo elétrico genérico, cujas características representam um modelo de alto desempenho, comum em cenários de mobilidade elétrica avançada. A escolha de um veículo com tais especificações permite uma análise

representativa das demandas energéticas e do comportamento de carregamento que exercem maior impacto na rede.

Os aspectos técnicos considerados na modelagem foram definidos para refletir um cenário de alta demanda:

Começando pela bateria, para este estudo foi definida uma capacidade de armazenamento total de 100 kWh. A capacidade da bateria tem um impacto direto na autonomia do veículo, influenciando a frequência dos ciclos de carregamento e a duração dos intervalos de recarga. A tecnologia da bateria, tipicamente de íon-lítio, é projetada para maximizar a eficiência no consumo de energia, um fator crítico para a modelagem, pois afeta a quantidade de energia requerida para atingir a carga completa e o tempo necessário para esse processo.

A compatibilidade com diferentes níveis de potência de recarga é crucial para entender como o veículo interage com a rede elétrica. As características da bateria e do sistema de gerenciamento de carga do veículo são fundamentais para simulações realistas do impacto na infraestrutura de carregamento.

3.1.2 Características do Carregador

Um carregador genérico foi selecionado como o dispositivo base para simular o processo de carregamento. As especificações foram escolhidas para representar um dispositivo amplamente utilizado tanto em ambientes residenciais quanto públicos, permitindo uma análise detalhada do comportamento da infraestrutura de carregamento sob diferentes condições operacionais.

Para a simulação, foi utilizada uma potência de carregamento média de 22 kW. Essa configuração, com uma saída de 400V e corrente de até 32A, permite fornecer uma carga eficiente para veículos com baterias de grande capacidade, atendendo à demanda de energia de maneira rápida e segura. A escolha dessa potência é representativa de um carregamento residencial ou público, comum em diversas infraestruturas.

A eficiência do carregador foi considerada superior a 99%, o que significa que quase toda a energia fornecida pela rede é convertida em carga útil para o veículo, minimizando perdas durante o processo. Essa alta eficiência é um fator importante na modelagem do impacto do carregamento, uma vez que as perdas de energia podem afetar a dinâmica de fornecimento e a capacidade do sistema de distribuição elétrica.

Optar por um veículo genérico com bateria de 100 kWh e um carregador padrão de 22 kW baseou-se em fatores que garantem uma análise precisa e realista do impacto do carregamento de veículos elétricos na rede elétrica. A combinação de uma bateria de grande capacidade e a potência de carregamento adotada reflete um cenário realista de alta demanda. Este conjunto permite simular com precisão o impacto da carga no sistema elétrico, levando em consideração tanto a potência necessária quanto o tempo de carregamento.

3.2 Formulação do Algoritmo

O algoritmo desenvolvido foi estruturado em etapas sequenciais a fim de garantir a geração de perfis de carregamento de veículos elétricos compatíveis com a análise posterior no OpenDSS via PyDSS. Inicialmente, foram importadas as bibliotecas necessárias (numpy, pandas e matplotlib), responsáveis pela manipulação de dados, cálculos numéricos e geração de gráficos. Em seguida, realizou-se a leitura do arquivo contendo os padrões de carregamento, armazenados em formato CSV, no qual foram aplicados filtros para selecionar apenas carregadores do tipo selecionado. Posteriormente, restringiu-se a análise a equipamentos com taxa de carregamento entre 20 kW e 30 kW, de modo a enquadrar a faixa de potência de interesse para este estudo.

Após a filtragem, efetuou-se a seleção de 50 amostras representativas, com substituição quando necessário, de forma a garantir a quantidade mínima de curvas para análise estatística. Para cada amostra selecionada, foi implementada uma função que gera curvas de potência ajustadas conforme três estágios característicos do processo de carregamento: aumento inicial da potência, regime de estabilização e decaimento ao final da operação. Essa curva foi ainda corrigida considerando o efeito da temperatura ambiente, de modo que condições extremas resultam em redução proporcional da potência.

Os resultados foram armazenados em um arquivo contendo as potências médias das 200 curvas geradas, adequado para importação no OpenDSS. Por fim, as curvas foram representadas graficamente, possibilitando a análise visual do comportamento da potência ao longo do período de carregamento, limitado a oito horas de duração.

A etapa de modelagem em PyDSS seguiu um fluxo padronizado, visando reprodutibilidade e aderência a práticas consolidadas de estudos de fluxo e de distorção harmônica em sistemas testes IEEE. Primeiramente, compilou-se o circuito-base (caso IEEE de referência) por meio do comando de texto do OpenDSS, definindo-se também o passo temporal e o horizonte de simulação

para compatibilidade com a discretização das curvas geradas. Em seguida, foram criados os objetos de apoio necessários.

I: Espectro harmônico do carregador, para representar a injeção de correntes distorcidas por conversores eletrônicos, com conteúdo típico em ordens ímpares relevantes;

II: Perfis de Carga Temporais, vinculados às curvas exportadas, para reproduzir, por elemento, a evolução de potência ativa ao longo do tempo. Na sequência, definiram-se transformadores de acoplamento entre o nível de média tensão e o secundário em 380 V, com impedâncias e conexões adequadas ao sistema de referência, e alocaram-se os elementos de armazenamento ou cargas equivalentes que representam os carregadores de 22 kW por fase ou trifásicos, conforme o caso modelado, conectando-os aos barramentos previamente selecionados.

Para a alocação espacial, adotou-se a inserção em barramentos com disponibilidade de tensão adequada e relevância topológica para a avaliação de impactos locais e sistêmicos, preservando coerência com a capacidade dos transformadores e a diversidade de localização.

Concluída a parametrização, procedeu-se à associação entre cada elemento e seu respectivo perfil de carga, garantindo que o perfil de potência de cada carregador fosse reproduzido no domínio do tempo. Definiram-se, então, as rotinas de solução:

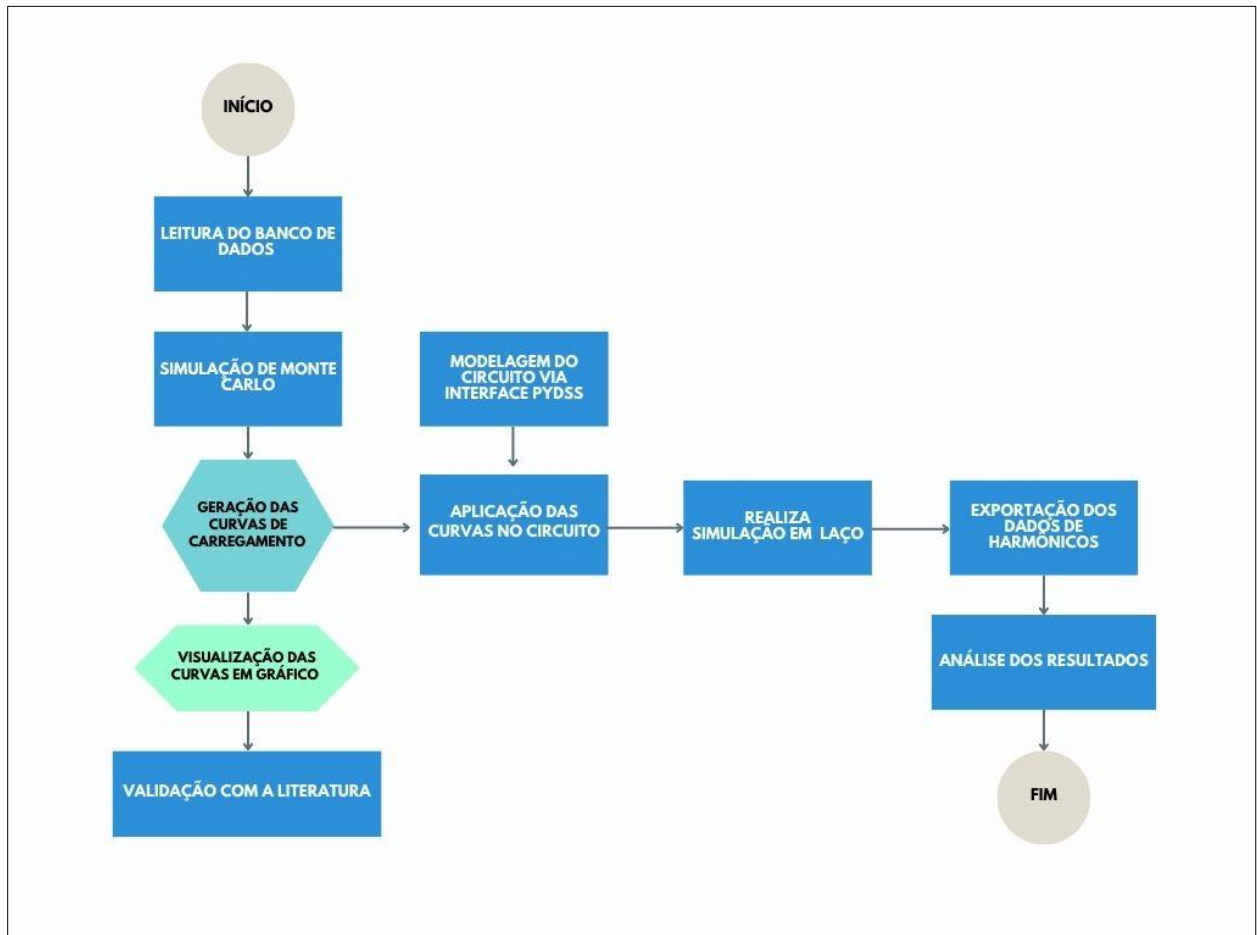
I: Varredura diária/quarto horária (ou passo configurado) para fluxo de potência e registro de grandezas de interesse (tensões, correntes, carregamento de transformadores e condutores).

II: Varredura harmônica, utilizando o espectro definido, para obtenção de indicadores de qualidade de energia, como distorção harmônica total de tensão e corrente em pontos selecionados. Ao término de cada ciclo de simulação, realizaram-se exportações padronizadas de resultados (tensões por barramento, correntes por elemento, perdas, carregamentos percentuais e métricas harmônicas), assegurando rastreabilidade dos cenários. Esse encadeamento permitiu verificar, de forma integrada, a demanda temporal dos carregadores, a resposta elétrica do alimentador e os efeitos potenciais de distorção harmônica decorrentes do processo de conversão CA-CC.

O fluxograma lógico do algoritmo pode ser visualizado na figura a seguir, funcionando como um guia sintético das etapas desenvolvidas. A sua elaboração permite compreender de forma estruturada a sequência de procedimentos implementados no código, desde a leitura inicial do conjunto de dados até a integração com o ambiente de simulação no OpenDSS. A representação gráfica do fluxograma apresenta-se como um recurso metodológico fundamental, pois evidencia a

lógica interna do processo computacional, permitindo ao leitor identificar, em ordem cronológica, os módulos de tratamento de dados, geração das curvas de potência e modelagem no PyDSS. Nos subtópicos seguintes será aprofundado cada aspecto do algoritmo, de modo a detalhar as funções exercidas em cada estágio do fluxograma.

Figura 8: Fluxograma Lógico do Algoritmo.



Fonte: Autor.

3.3 Método de Monte Carlo Para Geração das Curvas de Carregamento

O Método de Monte Carlo é uma técnica probabilística utilizada para modelar fenômenos estocásticos, sendo ideal para lidar com a variabilidade e incertezas presentes em sistemas complexos como as redes elétricas. Este método foi escolhido devido à sua capacidade de gerar uma grande quantidade de cenários de carga que consideram as variáveis aleatórias associadas ao carregamento dos veículos elétricos, como horários de recarga, potenciais variações na demanda e a aleatoriedade do tempo de carregamento.

No contexto deste estudo, o método foi empregado para gerar as curvas de carregamento dos veículos elétricos. O processo consistiu na geração de múltiplos cenários probabilísticos de carga, considerando variáveis como o instante de conexão do veículo à rede, o estado de carga da bateria no momento da recarga e a duração do processo de carregamento. Cada um desses parâmetros foi tratado como uma variável aleatória, e Monte Carlo foi utilizado para explorar uma vasta gama de combinações possíveis desses fatores, garantindo que os resultados obtidos fossem representativos e robustos.

3.3.1 Princípios Fundamentais

O Método de Monte Carlo é baseado em amostragem aleatória de variáveis incertas para estimar resultados probabilísticos. Seu funcionamento pode ser detalhado em duas etapas principais: amostragem aleatória e simulação estocástica.

O método utiliza números aleatórios ou pseudoaleatórios, gerados por algoritmos como o “Mersenne Twister” ou o “Linear Congruential Generator”, para representar variáveis que possuem incertezas ou variabilidade. Essas amostras são extraídas de distribuições de probabilidade específicas (explícitas ou implícitas) que descrevem o comportamento do sistema em estudo. O objetivo é realizar múltiplas simulações para observar o comportamento do sistema em diferentes cenários.

Em vez de buscar uma solução determinística, o método de Monte Carlo executa diversas iterações do modelo, cada uma utilizando um conjunto diferente de variáveis aleatórias. Com isso, ao longo de múltiplas tentativas, é possível estimar a distribuição de resultados possíveis e calcular uma média ou outra medida estatística, que representa o comportamento esperado do sistema. O número de amostras necessárias para uma estimativa precisa crescer conforme a complexidade do modelo, mas a precisão dos resultados melhora à medida que o número de iterações aumenta, em conformidade com a Lei dos Grandes Números.

3.3.2 Geração de Curvas de Carregamento com Monte Carlo

O método de Monte Carlo foi implementado como uma técnica estatística baseada em amostragem aleatória para gerar um conjunto de 200 curvas de carregamento de veículos elétricos representando padrões de demanda de potência com variabilidade estocástica.

3.3.2.1 Definição do Problema e Modelo Base

O objetivo foi simular perfis de carregamento realistas para carregadores do tipo "Level 1" e "Level 2" com taxas de carregamento entre 20 e 30 kW, a partir de um conjunto de dados empíricos contido no arquivo `ev_charging_patterns.csv`. O modelo subjacente considera três variáveis principais:

- R: Taxa de carregamento (Charging Rate (kW)), restrita ao intervalo [20,30].
- D: Duração do carregamento (Charging Duration (hours)), limitada a um máximo de 8 horas.

Essas variáveis foram usadas como entradas para uma função determinística, `generate_adjusted_power_curve`, que produz curvas de potência ao longo do tempo. O método de Monte Carlo foi empregado para introduzir aleatoriedade na seleção dessas entradas, refletindo a incerteza nos padrões de uso dos VEs.

3.3.2.2 Preparação dos Dados e Filtragem

O conjunto de dados foi inicialmente carregado utilizando a biblioteca Pandas, o que pode ser visto na figura abaixo:

Figura 9: Inicialização Biblioteca Pandas.

```
data = pd.read_csv(file_path)
```

Fonte: Autor.

Posteriormente os dados foram filtrados em duas etapas:

1. Seleção de carregadores do tipo "Level 1" e "Level 2":

$$filtred_{data} = \{x \in data \mid x['Charger Type'] \in \{'Level 1', 'Level 2'\}\}$$

2. Restrição da taxa de carregamento ao intervalo $20 \leq R \leq 30$:

$$filtred_{data_{20_{30}kw}} = \{x \in filtred_{data} \mid 20 \leq x['Charging Rate(kw)'] \leq 30\}$$

O conjunto resultante, "S=filtered_data_20_30kw", contém N_s amostras (onde N_s é o número de linhas após filtragem), que servem como a população base para a amostragem.

Para garantir a geração de exatamente 200 curvas, independentemente do tamanho de S , o código utiliza o método de Monte Carlo por meio de amostragem aleatória com substituição. Este processo é implementado com a função "sample" da biblioteca Pandas:

Figura 10: Filtragem dos Dados.

```

if len(filtered_data_20_30kw) < 200:
    sampled_filtered_data = filtered_data_20_30kw.sample(n=200, replace=True,
random_state=42)
else:
    sampled_filtered_data = filtered_data_20_30kw.sample(n=200, random_state=42)

```

Fonte: Autor.

Formalmente, a distribuição de amostragem é dada de forma que cada mostra x_i é extraída de S segundo uma distribuição uniforme discreta implícita:

$$P(x_i = s_j) = \frac{1}{N_S}, \quad s_j \in S, \quad j = 1, 2, \dots, N_S$$

Ademais foi aplicado alguns parâmetros que asseguram a proporcionalidade do código, como a substituição, onde o parâmetro “replace=True” permite que uma mesma amostra s_j seja selecionada múltiplas vezes, introduzindo repetições estocásticas no conjunto final. Isso é crucial quando $N_S < 200$, garantindo que o tamanho da amostra desejada ($N=200$) seja atingido. Posteriormente foi empregado o uso de “random_state=42” fixa a semente do gerador de números pseudoaleatórios (baseado em Mersenne Twister), assegurando reprodutibilidade dos resultados. E por fim o conjunto resultante $S' = \{x_1, x_2, \dots, x_{200}\}$ contendo 200 amostras, onde x_i pode ser repetido, refletindo a variabilidade natural do sistema.

3.3.2.3 Geração das Curvas

Para cada amostra $x_i \in S'$ os valores de $R_i = x_i['Charging Rate (kW)']$, $D_i = \min(x_i['Charging Duration (hours)'], 8)$ e $T_i = x_i['Temperature (°C)']$ são extraídos e usados como entrada na função `generate_adjusted_power_curve`. Esta função define uma curva de potência $P(t)$ em 100 pontos de tempo ($t \in [0, D_i]$):

A potência $P(t)$ é modelada como uma função “piecewise”:

$$P(t) = \begin{cases} R_i * \frac{t}{0.1D_i}, & t < 0.1D_i \\ R_i, & 0.1D_i \leq t \leq 0.8D_i \\ R_i * \left(1 - \frac{t - 0.8D_i}{0.2D_i}\right), & t > 0.8D_i \end{cases}$$

Onde:

- T é discretizado em 100 pontos via “`np.linspace(0, duration, num=100)`”.

- Curva sobe linearmente até 10% da duração, estabiliza em R_i até 80%, e decai linearmente até zero.

Podemos então descrever Monte Carlo matematicamente de forma que, $X = (R, D, T)$ é uma variável aleatória multidimensional extraída de S via amostragem uniforme discreta. E sua função de transformação $P'(t) = f(X, t)$, onde f é a função `generate_adjusted_power_curve`. E por fim gera-se $N=200$ realizações independentes X_1, X_2, \dots, X_{200} , e para cada X_i , calcula-se $P_i'(t)$. As curvas geradas têm seus perfis salvos a partir da função da figura 11.

Figura 11: Função de armazenamento do perfil de curvas.

```
df_curves = pd.DataFrame(csv_data)
df_curves.to_csv(curves_csv_path, index=False)
```

Fonte: Autor.

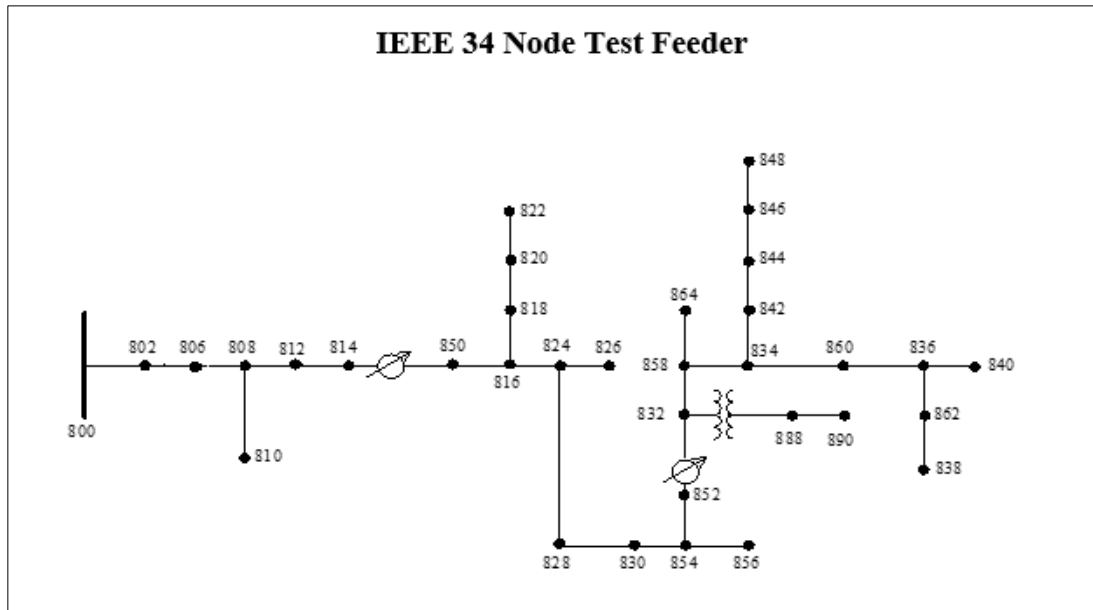
3.4 Sistema de Distribuição Utilizado

O software OpenDSS é uma poderosa ferramenta utilizada para modelagem, simulação e análise de sistemas de energia elétrica, especialmente sistemas de distribuição de energia. Desenvolvido pelo Electric Power Research Institute (EPRI), ele é amplamente empregado para estudos técnicos como fluxo de potência, análise de qualidade de energia, estudos harmônicos e planejamento da expansão das redes elétricas.

Uma das principais vantagens desse software é a inclusão nativa de diversos casos testes reconhecidos internacionalmente, como os do Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Esses casos testes, como o IEEE 13 barras, IEEE 34 barras e IEEE 123 barras, já vêm pré-configurados no software, permitindo ao usuário rapidamente validar modelos matemáticos e algoritmos computacionais em sistemas padrão, assegurando confiabilidade e precisão nas análises.

Os casos testes disponíveis abrangem desde redes simples até redes de distribuição complexas. Cada caso IEEE, como por exemplo o sistema IEEE 34 barras, vem acompanhado de parâmetros específicos já validados pela comunidade científica, incluindo configurações detalhadas das linhas, cargas, transformadores, reguladores de tensão, capacitores e dispositivos de proteção. Essas informações facilitam o processo de simulação, eliminando a necessidade inicial de definição manual minuciosa desses parâmetros e reduzindo significativamente o risco de erros nas simulações.

Figura 12: Rede de testes de 34 barras do IEEE.



Fonte: IEEE, Distribution System Analysis Subcommittee.

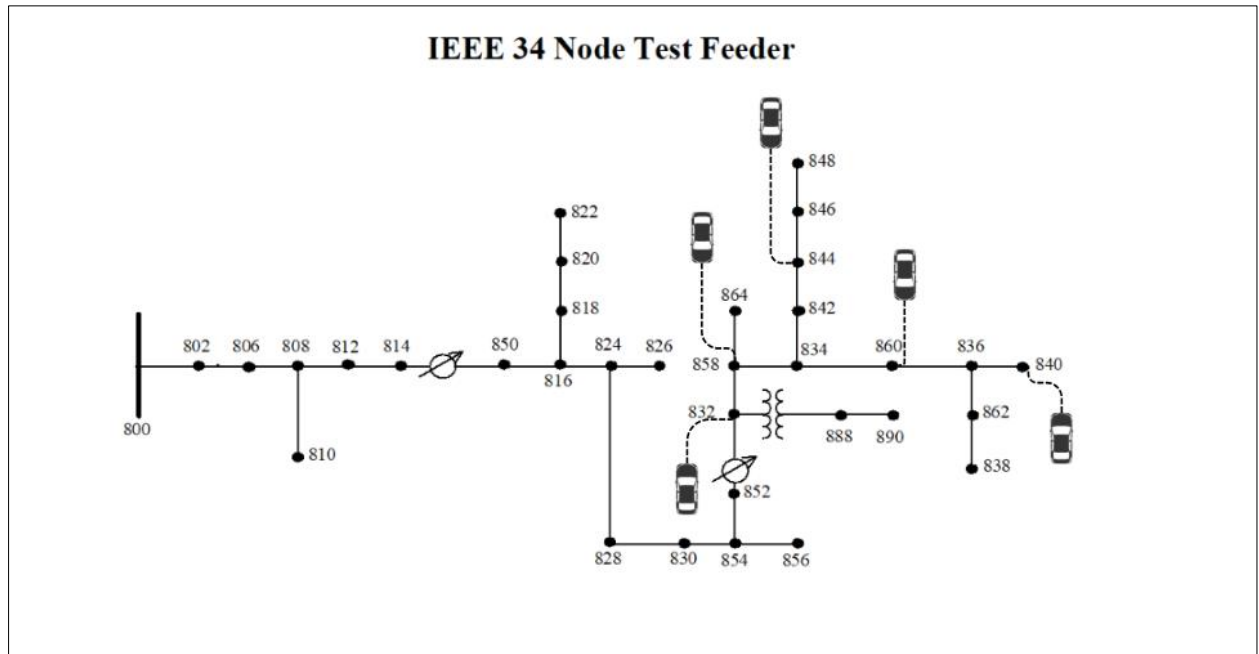
Adicionalmente, o OpenDSS permite a introdução de cenários variados em cima desses modelos padrões, como a inserção de geração distribuída, veículos elétricos e armazenamento de energia, permitindo uma análise mais profunda do impacto dessas tecnologias emergentes na rede elétrica.

A flexibilidade reside também na sua capacidade de integração com outras ferramentas, possibilitando o intercâmbio de dados com plataformas como Python, MATLAB e Excel, ampliando ainda mais seu uso em pesquisas acadêmicas e projetos profissionais avançados na área de sistemas elétricos.

Dessa forma, o uso do OpenDSS em conjunto com os casos testes IEEE proporciona uma base sólida e confiável para estudos técnicos detalhados e facilita o desenvolvimento de soluções inovadoras no setor elétrico.

A escolha do modelo IEEE de 34 barras foi crucial para garantir a representatividade e a precisão das simulações. Após a seleção do modelo, foram realizadas modificações específicas para incorporar as cargas dos carregadores de veículos elétricos, que foram distribuídas ao longo das barras da rede, de acordo com a localização típica de pontos de recarga em ambientes urbanos e comerciais. Além disso, os parâmetros técnicos dos carregadores, incluindo potências de 20 kW a 30 kW, foram ajustados para representar os carregadores mais comuns utilizados para a recarga de veículos elétricos.

Figura 13: Rede de testes adaptada.



Fonte: Autor.

Essas modificações possibilitaram representar de forma realista a carga adicional imposta pelos carregadores, incluindo as distorções harmônicas geradas durante o processo de conversão CA em CC pelos conversores eletrônicos de potência.

Nesse sentido, a seleção dos pontos de inserção foi conduzida a partir de uma análise de curto-circuito, com a finalidade de identificar os barramentos mais suscetíveis aos impactos da carga. A escolha privilegiou os locais onde a rede apresentava maior vulnerabilidade, considerando tanto a corrente de curto-circuito quanto a influência das distorções harmônicas associadas aos carregadores.

Na etapa inicial, investigou-se a corrente de curto-circuito em cada barramento, a fim de localizar aqueles mais expostos a quedas de tensão e distúrbios. Optou-se por barramentos com menores valores de corrente de curto-circuito, visto que a menor impedância do sistema os torna mais propensos a sobrecargas e efeitos de distorção. Também foi levado em conta o fato de que, nesses pontos críticos, os impactos harmônicos seriam mais perceptíveis.

Além disso, a instabilidade da tensão durante os testes de curto-circuito foi um critério relevante. Barramentos que apresentaram variações significativas de tensão foram incluídos na seleção, justamente por representarem cenários de maior risco à rede quando submetida a novas cargas. O monitoramento das tensões permitiu identificar pontos com maior chance de ultrapassar os limites aceitáveis de variação ($\pm 5\%$ da tensão nominal).

Dessa forma, os barramentos 858, 832, 840, 860 e 844 foram considerados os mais representativos. O barramento 858 se destacou pelas oscilações de tensão mais intensas, enquanto os barramentos 832, 840 e 860 mostraram maior vulnerabilidade diante da inserção dos carregadores. Já o barramento 844, apesar de estar mais distante da subestação, foi incluído em virtude de sua localização estratégica e da instabilidade observada.

Dessa forma a tabela 5 consolida a relação de monitores com os barramentos que foi alocado os carregadores:

Tabela 5: Relação Barramento X Monitor

Barramento	Monitor
844	1
858	2
832	3
840	4
860	5

Fonte: Autor.

Portanto, essa abordagem permitiu avaliar a inserção dos carregadores em condições mais adversas, assegurando que os resultados refletissem os desafios de estabilidade e qualidade de energia. Com isso, foi possível analisar como as distorções harmônicas se comportam em situações críticas e compreender melhor os limites operacionais da rede elétrica simulada.

3.5 Formulação dos Cenários

Esta seção apresenta os casos e cenários formulados para avaliar os impactos da inserção de carregadores de VE. Para a análise, foram considerados dois cenários distintos: um com a instalação de uma estação de carregamento e outro com cinco estações. Esses cenários permitem avaliar os efeitos da expansão da infraestrutura de recarga no sistema elétrico.

3.5.1 PyDSS para Análise Harmônica.

Para a realização das simulações e análise harmônica, foi utilizada uma integração entre Python e OpenDSS, ferramenta amplamente reconhecida para a modelagem e análise de redes de distribuição elétrica. O OpenDSS permite a execução de simulações detalhadas de fluxo de carga, distorções harmônicas e qualidade da energia em sistemas de distribuição, enquanto Python foi

utilizado para automatizar o processo de simulação e análise de dados, facilitando a manipulação dos resultados e a visualização gráfica.

A comunicação entre Python e OpenDSS foi feita através de uma API (Interface de Programação de Aplicações), o que permitiu a automação da execução das simulações. Python foi usado para gerar os cenários de carga com base nas distribuições probabilísticas criadas pelo método de Monte Carlo e para extrair os dados das simulações realizadas no OpenDSS, que foram então analisados para verificar os impactos das distorções harmônicas.

Um código específico foi desenvolvido em Python para gerenciar a execução das simulações no OpenDSS. Esse código foi responsável por configurar os parâmetros da rede, definir as variáveis de entrada (como os perfis de carga gerados pelo Método de Monte Carlo) e executar as simulações de fluxo de carga e análise harmônica. Além disso, foi utilizado para processar os dados das simulações.

A integração entre Python e OpenDSS proporcionou uma análise eficiente e escalável, permitindo explorar diferentes cenários de carregamento e realizar simulações de larga escala, garantindo a precisão e robustez dos resultados. Dessa forma, a metodologia adotada garantiu uma avaliação abrangente dos impactos do carregamento de veículos elétricos na rede elétrica, considerando as principais variáveis e proporcionando subsídios para a elaboração de estratégias de mitigação para distorções harmônicas.

A escolha de dois cenários para a análise foi fundamentada na necessidade de compreender como diferentes níveis de inserção de carregadores afetam a rede, especialmente no que se refere à qualidade da energia. Ao definir um cenário com uma estação de carregamento e outro com cinco, foi possível avaliar a influência do aumento da demanda elétrica e da concentração de carregadores em pontos específicos da rede.

Essa abordagem permite comparar os impactos de uma infraestrutura moderada com uma expansão mais significativa, identificando possíveis desafios técnicos, como elevações nos níveis de distorção harmônica, variações de tensão e sobrecargas em elementos do sistema. A análise dos dois cenários possibilita avaliar como a rede elétrica responde ao aumento progressivo da demanda de recarga, proporcionando uma visão mais detalhada sobre os limites operacionais e a necessidade de reforços ou ajustes na infraestrutura elétrica.

Além disso, a investigação dos impactos em diferentes níveis de inserção de carregadores de VE permite antecipar potenciais problemas que poderiam comprometer a estabilidade e a

qualidade da energia fornecida. Isso inclui a identificação de pontos críticos na rede onde podem ocorrer quedas excessivas de tensão, aumento da corrente harmônica e sobrecarga em transformadores e alimentadores. Dessa forma, torna-se viável propor soluções técnicas, como a instalação de filtros harmônicos, a redistribuição da carga de recarga ou até mesmo o uso de estratégias de gerenciamento inteligente da demanda.

A análise de múltiplos cenários também contribui para o desenvolvimento de diretrizes e políticas de planejamento energético mais eficazes, auxiliando na definição de critérios para a expansão da infraestrutura de recarga de veículos elétricos sem comprometer a confiabilidade do sistema elétrico. Dessa maneira, a metodologia adotada não apenas fornece uma avaliação precisa dos desafios técnicos, mas também possibilita a formulação de estratégias que assegurem uma integração eficiente dos carregadores de VE, garantindo que o crescimento da mobilidade elétrica ocorra de forma sustentável e segura para a rede elétrica.

3.5.2 Estações de Recarga

A demanda das estações de recarga foi modelada tomando como referência os trabalhos de Wang et al. (2021) e Lucas et al. (2015), que serviram como base metodológica para definição do perfil de operação dos carregadores. Enquanto Wang et al. (2021) apresentaram curvas de demanda capazes de estimar a periodicidade e a duração dos eventos de recarga, Lucas et al. (2015) forneceram informações experimentais sobre o comportamento da potência durante o processo de carregamento.

Diferentemente dos estudos citados, neste estudo foi considerado o Tesla como veículo de referência, com potência de carregamento de 22 kW. Por se tratar de um carregador de menor capacidade em comparação com os utilizados em recargas rápidas, o tempo de carregamento mostrou-se mais elevado. Para a faixa de recarga adotada de 10% a 80% do estado de carga da bateria a duração estimada variou entre 40 minutos e 1 hora, podendo ser extrapolado, refletindo um processo mais demorado do que os cerca de 27 minutos observados em carregadores rápidos.

Ainda assim, os resultados de Wang et al. (2021) foram fundamentais para caracterizar o perfil temporal de acionamento das estações, enquanto as observações de Lucas et al. (2015) permitiram compreender o comportamento da potência entregue ao longo do carregamento. Dessa forma, a modelagem desenvolvida neste estudo alia elementos de ambos os trabalhos, ajustando-os ao contexto do sistema de carregamento e ao cenário de carregadores de potência reduzida, representando de maneira realista a inserção desses dispositivos na rede elétrica simulada.

O espectro harmônico do processo de carregamento foi obtido a partir do acervo de medições disponibilizado pelo orientador da pesquisa, contemplando dados reais de carregadores em operação. Esses registros foram posteriormente tratados pelo autor, de modo a possibilitar sua aplicação na modelagem da rede elétrica simulada.

Tabela 6: Espectros Harmônicos de Carregamento

Ordem Harmônica	Magnitude (% Fund.)	Ângulo (°)
1	100,0%	348.13
3	60,29%	138.06
5	30,36%	197.83
7	41,17%	283.83
9	29,80%	325.26
11	17,38%	356.91
13	23.22%	65.31

Fonte: Autor.

As seguintes considerações foram feitas a respeito das estações de recarga rápida:

1. Todos os veículos farão a recarga de 10% a 80% da bateria, e as recargas terão a mesma duração;
2. Durante a recarga, a demanda dos veículos será constante e igual a 22 kW
3. O espectro harmônico dos cinco carregadores é o mesmo e não varia durante toda a duração da recarga;

3.5.3 Modelagem da Estações

No OpenDSS, as cargas são definidas principalmente a partir de sua potência nominal, expressa em quilowatts (kW), e pelo fator de potência (fp) ou potência reativa correspondente em quilovolt-ampères reativos (kVAr). Para representar a variação temporal da demanda, podem ser associadas curvas de carga, que permitem modificar dinamicamente o perfil de consumo. Do ponto de vista computacional, o OpenDSS trata cada carga como um equivalente de Norton, composto por uma impedância equivalente e uma fonte de corrente. Essa fonte pode ser configurada para

incluir a parcela não linear da carga, conforme um espectro harmônico previamente definido pelo usuário.

Para a modelagem das estações de recarga, é imprescindível utilizar elementos nativos do software de fluxo de carga, de modo a garantir que a representação seja fiel ao comportamento físico do sistema. Dessa forma, a arquitetura de simulação foi construída a partir da combinação de transformadores abaixadores, responsáveis por reduzir a tensão dos barramentos da rede para o nível adequado ao carregador, e do sistema de armazenamento nativo do OpenDSS, que possibilita simular a dinâmica de carregamento das baterias dos veículos elétricos.

Esse arranjo permite que o carregador e o veículo sejam representados em conjunto: o transformador estabelece a interface entre a rede de média tensão e a infraestrutura de recarga em baixa tensão, enquanto o elemento de armazenamento simula o perfil de carga/descarga da bateria ao longo do tempo. Para complementar, foram atribuídos espectros harmônicos associados ao processo de carregamento, de forma a contemplar não apenas o consumo em regime fundamental, mas também os efeitos da inserção de distorções harmônicas na rede.

Com esse conjunto integrado de transformadores, elementos de armazenamento, espectros harmônicos, foi possível representar de forma realista o comportamento das estações de carregamento de veículos elétricos no sistema IEEE 34 barras, analisando não apenas o impacto na demanda, mas também os efeitos de qualidade de energia associados. A figura 14 elenca como esses componentes foram modelados via programação.

Figura 14: Componentes para representação via OpenDSS.

```
# Criar Storage
dss.text('New Storage.EV1 bus1=bus_lvf.1.2.3 phases=3 kv=0.23 kW=100 kWh=85 '
'kWhRated=100 %stored=50 PF=0.95 model=1 Spectrum=EV_Spectrum Daily=EV_Profile')
# Transformador abaixador
dss.text("New Transformer.TX_EVA Phases=3 Windings=2 XHL=6")
dss.text("~ wdg=1 bus=834 conn=delta kv=24.9 kva=1000 %r=0.5")
dss.text("~ wdg=2 bus=bus_lv conn=wye kv=0.23 kva=1000 %r=0.5")
```

Fonte: Autor.

Por fim, o processo de geração dos conjuntos de carregadores e veículos é repetido múltiplas vezes em diferentes barramentos da rede, com o objetivo de realizar a análise do fluxo de carga de forma abrangente. Essa abordagem permite avaliar o comportamento do sistema sob diferentes condições de carregamento distribuídas ao longo da infraestrutura, considerando a

variação tanto da demanda quanto dos efeitos harmônicos gerados pelas múltiplas estações de recarga.

3.6 Limites Para a Distorção Harmônica

Para avaliar a distorção de tensão, foram utilizados os limites estabelecidos pelo Módulo 8 do Prodist e as recomendações da norma IEEE 519. Essa abordagem dupla é fundamental para garantir a qualidade da energia elétrica, pois considera tanto as diretrizes regulatórias nacionais quanto as boas práticas internacionais.

O Prodist estabelece, para o nível de tensão da rede escolhida, um limite de 8% para a distorção harmônica total de tensão (DHTV). Além disso, ele define critérios mais específicos: 6% para a distorção total das harmônicas ímpares não múltiplas de 3 e 5% para as múltiplas de 3. Já a norma IEEE 519 adota uma abordagem mais rigorosa, com um limite de 5% para a distorção harmônica total de tensão e 3% para as distorções individuais de tensão.

3.7 Análise Probabilística dos Resultados

A avaliação dos impactos de distorções harmônicas, conforme o objetivo deste estudo, demanda uma análise robusta que vá além dos valores pontuais e incorpore a natureza estocástica do fenômeno (ARRILAGA; WATSON; WRIGHT, 2003). A incerteza nos padrões de carregamento de veículos elétricos, como horários de conexão, duração e potência, torna uma análise determinística tradicional insuficiente para prever o comportamento da rede. A aplicação de métodos probabilísticos tem se mostrado eficaz para avaliar a inserção de VEs, como demonstrado por estudos em redes de baixa tensão (ANGELIM; AFFONSO, 2019). Portanto, a análise dos resultados obtidos através da Simulação de Monte Carlo foi conduzida de maneira probabilística e ponderada, com o intuito de determinar a distribuição de probabilidade das distorções e estimar a chance de ultrapassagem dos limites regulamentares estabelecidos (PAGNONCELLI; SOUZA; MARTINS, 2016). A metodologia de análise compreendeu as seguintes etapas.

3.7.1 Consolidação e Tratamento dos Dados

Após a execução das 200 simulações no ambiente, os dados de saída de cada cenário incluindo as magnitudes das componentes harmônicas de tensão e corrente foram consolidados. Um script de pós-processamento foi desenvolvido para organizar as informações, extraindo os valores de distorção harmônica individual (DITH), e calculando a Distorção Harmônica Total de

Tensão (DTT%) e a Distorção Total de Demanda de Corrente (DTD%) para cada fase e monitor. Adicionalmente, a probabilidade de ocorrência de cada cenário, previamente determinada, foi associada a seus respectivos resultados, servindo como fator de ponderação nas análises subsequentes.

3.7.2 Geração de Perfis Harmônicos Individuais

Para cada simulação realizada, um gráfico de barras foi gerado, ilustrando o perfil de magnitudes das componentes harmônicas de tensão e corrente para cada fase do sistema. Essa visualização permitiu a análise individual de cada cenário de carregamento, fornecendo uma compreensão inicial sobre a contribuição de cada ordem harmônica para a distorção total. O título de cada gráfico incluiu a probabilidade associada ao cenário, fornecendo um contexto direto sobre a relevância estatística do resultado.

3.7.3 Análise de Distribuição de Probabilidade

A análise de distribuição de probabilidade é a pedra angular para a avaliação de incertezas em sistemas de energia (SALVADOR; SILVA; OLIVEIRA, 2020). Com os dados consolidados e ponderados, a análise se aprofundou na avaliação da distribuição de probabilidade das variáveis de interesse (DTT%, DTD% e magnitudes harmônicas individuais). Para cada monitor e variável, foram gerados dois tipos de gráficos estatísticos, cuja aplicação é amplamente reconhecida na literatura para análise de qualidade de energia:

- Distribuição de Densidade de Probabilidade Ponderada (FDP): A PDF ou FDP é uma ferramenta estatística crucial para descrever a probabilidade de ocorrência de um evento em um dado intervalo. Utilizando um histograma ponderado com o fator de probabilidade de ocorrência de cada cenário, foi possível visualizar a distribuição dos resultados. Picos na densidade de probabilidade indicaram os valores de distorção mais prováveis, enquanto a forma da curva revelou a dispersão e a tendência do comportamento harmônico no sistema. A média e a mediana ponderadas foram calculadas e representadas, fornecendo medidas de tendência central que refletem o cenário mais realista.
- Função de Distribuição Acumulada Ponderada (CDF): A CDF ou FDA é uma representação gráfica da probabilidade de uma variável aleatória ser menor ou igual a um valor específico. Esta ferramenta foi crucial para comparar os resultados com os limites regulamentares da IEEE Std 519-2014 (IEEE, 2014) e do PRODIST. A partir da distribuição acumulada, foi possível determinar a probabilidade de que a distorção

harmônica total (DHT) ou a distorção individual (DIT) ultrapassem os limites aceitáveis. A aplicação dessa metodologia probabilística ponderada permitiu uma avaliação mais precisa e representativa dos impactos, transformando os resultados determinísticos de cada simulação em uma visão abrangente sobre o comportamento do sistema (GOMES; SOUZA, 2019).

4 RESULTADOS OBTIDOS

Após realizar a composição e detalhamento dos cenários, foi realizada a simulação da rede de testes IEEE 34 Barras integrada entre Python e OpenDSS, e foi utilizado o Excel para análise e tratamento de dados. Os testes tiveram o intuito de estimar o comportamento harmônico no sistema, causado pela inserção dos carregadores de veículos elétricos no sistema de distribuição. As simulações realizadas consistem na resolução do fluxo de potência, através do OpenDSS, no modo harmonicT, considerando os parâmetros estabelecidos em cada cenário. Posterior a essa análise fora realizada a análise probabilística.

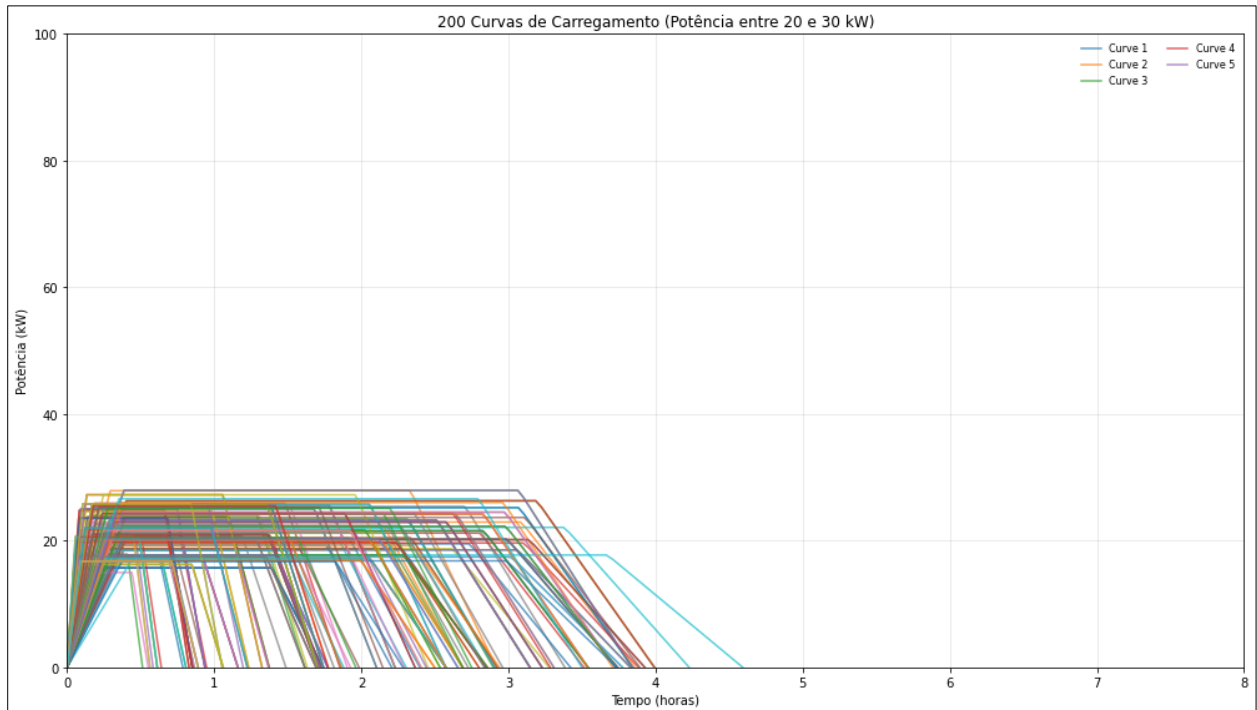
4.1 Curvas de Carregamento

Os resultados obtidos com a geração de curvas de carregamento a partir do princípio do método de Monte Carlo podem ser visualizados na figura 15, demonstra a eficácia da abordagem na representação das variabilidades e incertezas associadas ao consumo de energia. Através da simulação estocástica, foi possível obter um conjunto de cenários realistas que refletem o comportamento dinâmico da demanda, permitindo análises mais precisas para as demais etapas de simulação.

Observa-se que as curvas geradas se mantêm dentro dos parâmetros estipulados, com variações de potência situadas entre 20 e 30 kW. Essa variabilidade reflete a influência de diferentes fatores que afetam a demanda de carregamento, como perfis de consumo distintos, sazonalidade e variações na disponibilidade de carga. O método de Monte Carlo, ao considerar distribuições probabilísticas para os parâmetros de entrada, possibilitou a geração de um conjunto diversificado de perfis de carregamento, garantindo uma representação mais abrangente das possíveis condições operacionais.

Além disso, a dispersão observada nas curvas evidencia a capacidade do modelo em capturar flutuações e incertezas inerentes ao consumo de energia, o que é essencial para a realização de análises robustas em planejamento energético. Essa abordagem possibilita a identificação de padrões de variação ao longo do tempo e contribui para uma avaliação mais precisa da capacidade da infraestrutura de fornecimento em lidar com diferentes cenários de demanda. Dessa forma, os resultados obtidos reforçam a aplicabilidade da técnica para estudos que envolvem previsão de consumo e planejamento da operação do sistema elétrico.

Figura 15: Curvas de Carregamento.



Fonte: Autor.

Ao comparar os resultados obtidos com as proposições feitas por outros autores, pode-se aferir a correta aplicação da simulação e a coerência dos perfis de carregamento gerados. Na Figura 13, observa-se o perfil de carregamento proposto por Qian et al. (2011) no estudo *Modeling of Load Demand Due to EV Battery Charging in Distribution Systems*. Nesse trabalho, os autores analisaram o impacto da recarga de veículos elétricos nos sistemas de distribuição, considerando diferentes cenários de demanda e estratégias de carregamento.

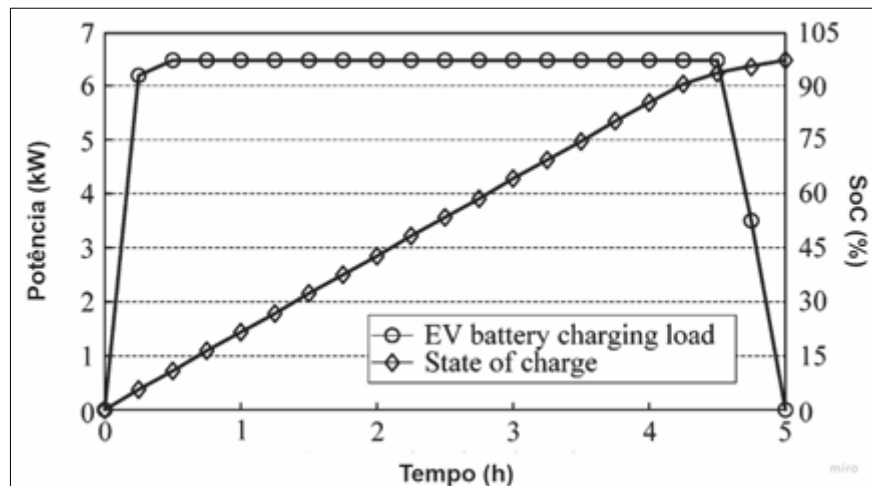
A comparação entre os resultados obtidos por meio do método de Monte Carlo e as curvas apresentadas por Qian evidencia a consistência dos dados simulados, demonstrando que a abordagem utilizada foi capaz de reproduzir com precisão as características do carregamento de baterias de veículos elétricos. Em particular, verifica-se que os padrões de variação das curvas seguem tendências semelhantes às identificadas na literatura, respeitando os intervalos de potência esperados e as flutuações inerentes ao processo de carregamento.

Além disso, a metodologia utilizada no artigo enfatiza a importância de considerar a estocasticidade do comportamento dos usuários e a influência de fatores externos, como horários de pico e preferências individuais de carregamento. Da mesma forma, a simulação conduzida neste estudo incorpora essas incertezas e variabilidades, assegurando uma representação realista da

demanda. Esse alinhamento com a literatura reforça a validade do modelo implementado e sua aplicabilidade para estudos de impacto da eletrificação veicular nos sistemas elétricos.

Dessa forma, a comparação dos resultados não apenas confirma a correta aplicação da técnica de Monte Carlo, mas também destaca a relevância da abordagem para o planejamento e operação dos sistemas de distribuição, permitindo avaliações mais precisas e fundamentadas sobre os desafios e oportunidades associados à integração dos veículos elétricos à rede elétrica.

Figura 16: Perfil de Carregamento de Baterias Li-íon.



Fonte: Adaptado de Qian et al. (2011).

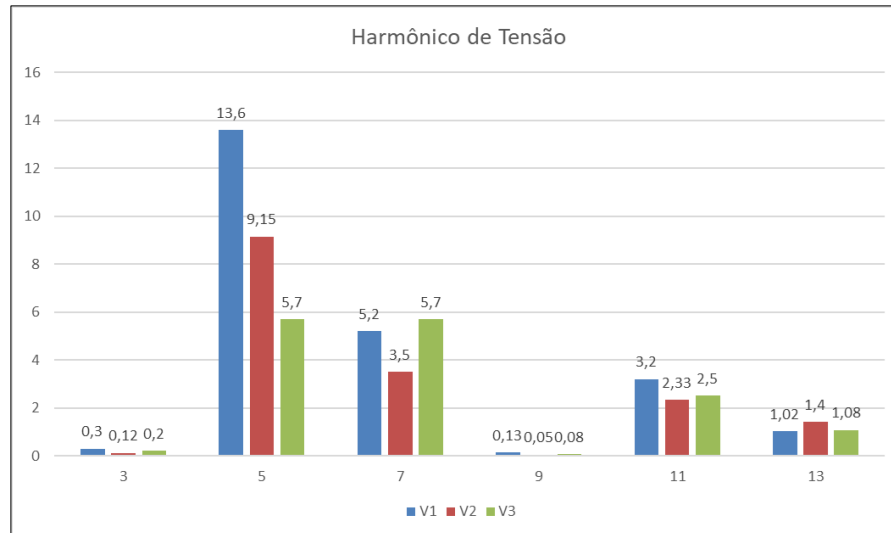
4.2 Cenário 1

O primeiro cenário foi analisado o sistema de distribuição com uma estação de carregamento ligada a rede, propondo assim uma baixa penetração de carregadores veiculares no sistema. Neste cenário, é investigado o comportamento harmônico inicial que é gerado devido a carga gerada a partir do carregador veicular. Desta forma, o cenário inicial pode ser usado como base de referência para a análise do cenário posterior, além disso, neste cenário é evidenciado a o desequilíbrio causado pela inserção de carregadores e estações de recarga. Para essa análise foi utilizado o monitor 1.

4.2.1 Distorção Harmônica Individual

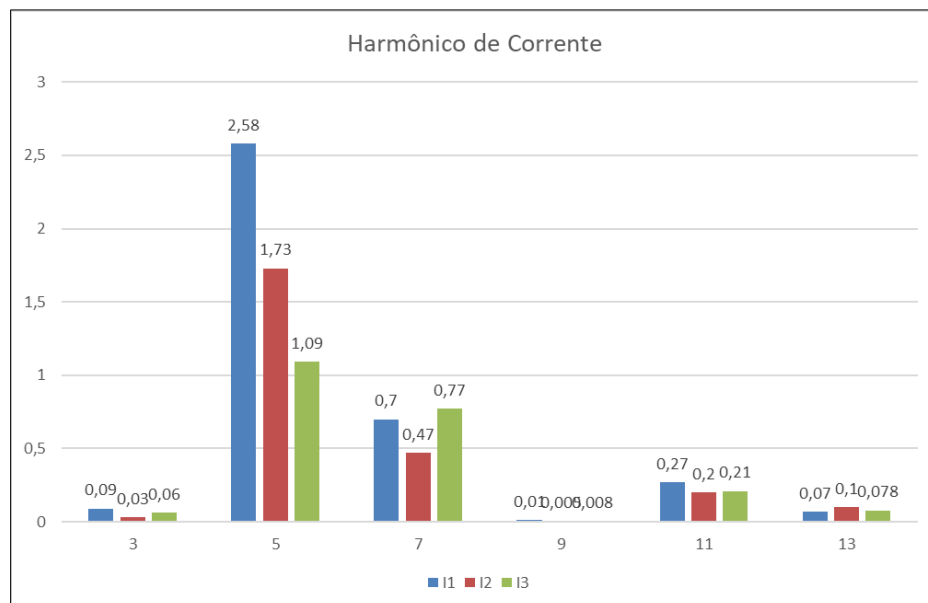
São avaliados os índices de distorção de tensão e corrente ao longo do dia, através da Distorção Individual respectivamente. Os índices são calculados para as três fases, em cada monitor. As Figuras 17 e 18 demonstram, respectivamente, as distorções individuais de tensão e corrente para o primeiro monitor, para o cenário.

Figura 17: Distorção de Tensão para o Monitor 1.



Fonte: Autor.

Figura 18: Distorção de Corrente para o Monitor 1.

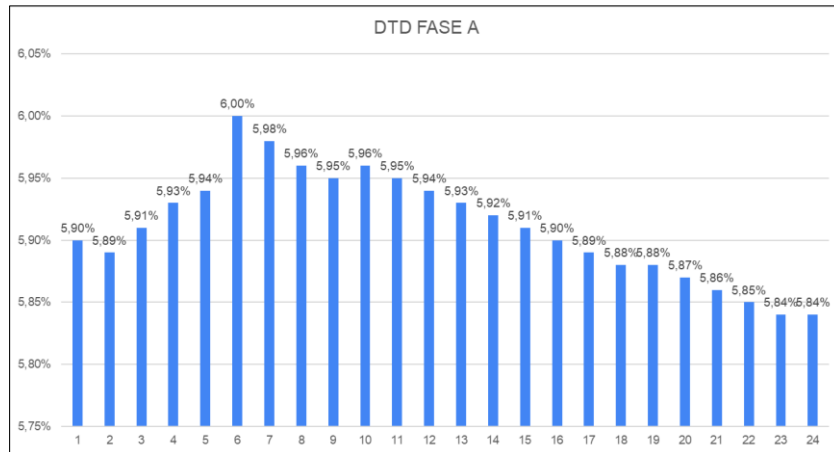


Fonte: Autor.

4.2.2 Distorções Totais

São avaliados os índices de distorção de tensão e corrente ao longo do dia, através da DTD. Os índices são calculados para a fase A, em cada monitor. A análise foi selecionada em cima dessa fase pois foi onde se mostrou uma distorção mais acentuada.

Figura 19: Distorção Total de Demanda Cenário 1.



Fonte: Autor.

A análise da Figura 19 revela de forma clara o comportamento da distorção observada no barramento, evidenciando uma correlação entre o aumento da distância da subestação e o crescimento das distorções tanto de tensão quanto de corrente. Essa constatação é consistente com os resultados obtidos nos processos de modelagem do sistema e também nas análises realizadas a partir de simulações de curto-circuito. Quando comparados os níveis de distorção em diferentes pontos de monitoramento, é possível perceber uma tendência de aumento progressivo das distorções à medida que os monitores estão mais afastados da subestação.

Além da maior distância da subestação, outro fator crítico que contribui para esse fenômeno é a maior densidade de carga nas regiões onde os monitores estão localizados. Áreas com alta concentração de carga demandam mais energia, o que pode resultar em flutuações na qualidade da energia, aumentando a distorção. Em regiões de maior densidade de carga, é esperado que os efeitos das distorções se acentuem, pois, a interação entre múltiplos consumidores e as características não lineares da carga afetam de maneira mais significativa os parâmetros da rede elétrica.

No que diz respeito aos valores observados de distorção, alguns deles ultrapassam os limites regulamentares estabelecidos pela IEEE 519, que normatiza os limites máximos para distorção harmônica em sistemas elétricos. Em particular, a distorção total de demanda (DTD) na fase A alcançou um valor de 6%, excedendo o limite de 5% recomendado pela norma para harmônicas ímpares não múltiplas de 3. Esse desvio é preocupante, pois indica que a qualidade da energia fornecida pode não atender aos padrões ideais para os equipamentos conectados à rede, o que pode resultar em perdas de eficiência, sobrecarga dos sistemas e até danos a dispositivos sensíveis.

Ademais, ao correlacionar os índices de distorção com a curva de carga, observa-se uma relação clara entre as oscilações na demanda e o aumento das distorções. Os horários de maior demanda são os mesmos em que as distorções atingem seus picos. Esse fenômeno ocorre porque, durante os períodos de pico de carga, as variações de tensão e corrente aumentam, gerando um efeito amplificado nas distorções harmônicas. Isso também sugere que os sistemas de controle e mitigação de harmônicas devem ser projetados com especial atenção aos horários de maior carga, para garantir uma operação eficiente e dentro dos limites exigidos pelas normas técnicas. Sem um estudo mais detalhado das distorções harmônicas não há como afirmar com a total razão a relação de demanda com a geração desses harmônicos mais provenientes, por mais que essa relação se mostre nos resultados é necessária uma análise mais aprofundada das relações de harmônicos e verificar se houve a ocorrência de cancelamento desses harmônicos.

Portanto, os resultados obtidos não apenas corroboram as observações feitas nas simulações de modelagem do sistema e de curto-circuito, mas também indicam áreas de risco potencial que devem ser monitoradas com mais rigor. A implementação de medidas corretivas, como filtros harmônicos ou ajustes na topologia da rede, pode ser uma alternativa para minimizar os impactos dessas distorções, garantindo uma operação mais estável e segura para todos os componentes do sistema elétrico.

4.3 Cenário 2

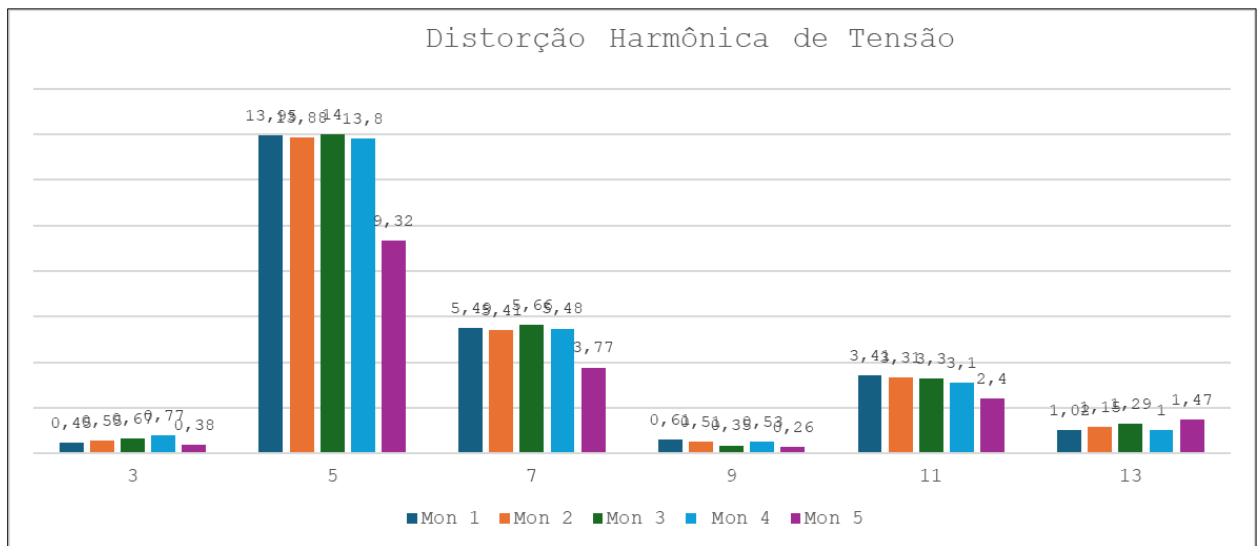
No cenário dois, são introduzidos uma totalidade de 5 carregadores ao sistema. Os carregadores foram distribuídos pela rede de acordo com a análise de curto-circuito, considerando pontos de maior vulnerabilidade da rede. Representativamente uma maior potência, remete a uma maior quantidade de residências e, logo, haverá mais carregadores ligados à rede naquele ponto. Também é introduzida uma estação de recarga na Barra 840, onde espera-se causar um impacto maior por ser uma carga relevante localizada em uma barra distante da subestação (FUJUN et al., 2017). No total foram adicionados 115 kW em recarga lenta.

Assim como no primeiro cenário, são apresentados os resultados obtidos pelo estudo da fase A, pois ela apresentou maiores índices de distorção. Quanto aos índices de distorção de corrente, as ultrapassagens dos limites da IEEE 519 observadas na fase A, ocorreram em horários semelhantes aos do primeiro cenário, e para as mesmas ordens harmônicas (no caso da distorção individual).

4.3.1 Distorção Harmônica Individual

Avaliando os níveis de distorção individual, verifica-se na Figura 20, que a DITH permanece abaixo dos 3% recomendado pela IEEE para todas as harmônicas.

Figura 20: Distorção Harmônica de Tensão para os 5 Carregadores.



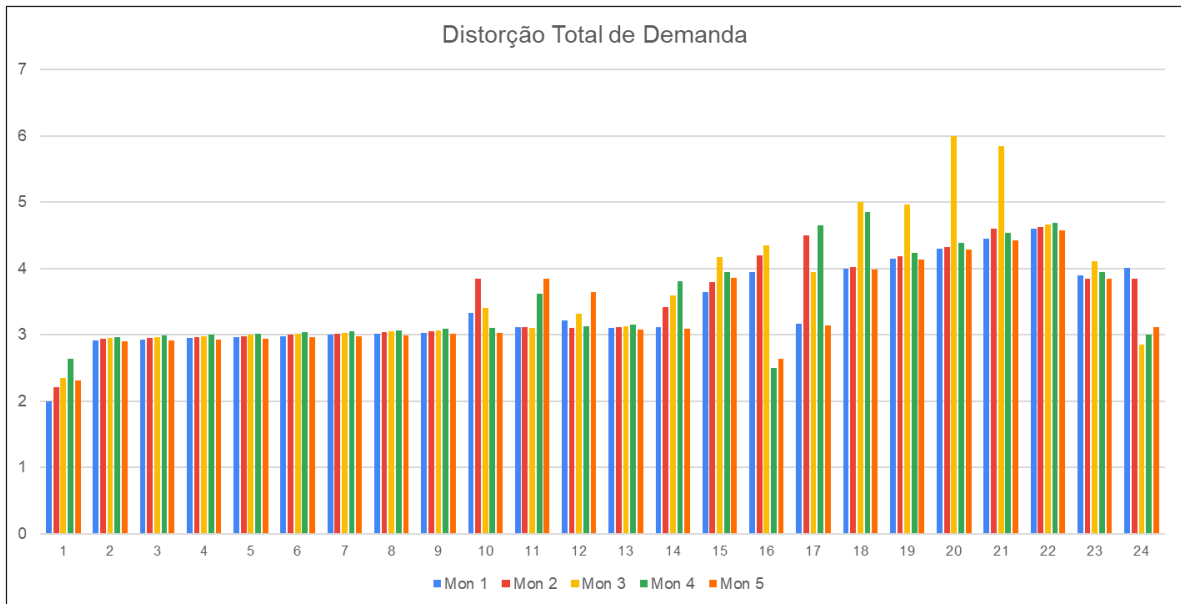
Fonte: Autor.

Ao realizarmos uma análise comparativa dos níveis harmônicos presentes na simulação e perceptível que para monitores com uma densidade de carga mais acentuada houve uma presença de harmônicos mais acentuada, como pode ser vista no monitor 5. É perceptível a presença mais acentuada de harmônicos de 5ª e 7ª ordem, onde se mantiveram acima dos 13% e 5% respectivamente, e a 11ª harmônica se mantendo acima dos 2%, ultrapassando assim os limites previstos pela IEEE 519.

4.3.2 Distorções Totais

A Figura 21 demonstra a distorção total de demanda ao longo do dia para o cenário 2. Observa-se que os limites da IEEE 519 foram ultrapassados, onde está posicionado o monitor 3, em diversos momentos.

Figura 21: Distorção total de demanda (DTD) – Cenário 2 – Fase A.



Fonte: Autor.

A influência da estação de recarga sobre a qualidade da energia é particularmente notável no monitor 3, que registrou elevados níveis de Distorção Total de Demanda (DTD) ao longo de todo o período de operação da estação. Esse comportamento é alarmante, uma vez que as distorções de tensão e corrente não apenas permanecem elevadas, mas também excedem os limites recomendados pela IEEE 519 em diversos momentos ao longo do dia.

Além disso, a persistência dessas distorções ao longo de todo o período de funcionamento das estações mostra a não existência de métodos de mitigação dessas harmônicas. Isso indica a falta de implementação de filtros harmônicos.

Nos horários de maior carga, a situação tende a se agravar, com a distorção se tornando ainda mais pronunciada, o que reforça a necessidade de uma análise mais detalhada dos horários de pico e da instalação de mecanismos para controle e mitigação de distorções harmônicas. A instalação de dispositivos de filtragem ou a adoção de outras técnicas de mitigação, como a atualização de transformadores ou o uso de dispositivos de controle ativo de harmônicas, poderia ajudar a reduzir os níveis de DTD e garantir que o sistema opere dentro dos limites estabelecidos pela norma IEEE 519.

4.4 Avaliação Probabilística

A partir do método de Monte Carlo, foram realizadas 200 simulações para a geração das curvas de carga e perfis de carregamento, abordando diferentes cenários e variabilidades do sistema. O uso de Monte Carlo mostrou-se altamente eficaz, especialmente quando se considera o número de simulações realizadas, que permitiu uma análise robusta das possíveis situações operacionais do sistema.

Durante as simulações, o algoritmo de fluxo de carga foi aplicado às curvas de carregamento geradas, fornecendo uma visão detalhada sobre os impactos das distorções harmônicas em diferentes condições de operação. Ao analisar os resultados dessas simulações, foi possível observar uma clara correlação entre as variáveis modeladas e os níveis de distorção, confirmando que o método de Monte Carlo cumpriu seu propósito de simular de forma adequada as condições reais do sistema.

Um ponto importante da análise foi a probabilidade de ocorrência de distorções harmônicas, que foi determinada a partir dos resultados das simulações, conforme os dados consolidados na tabela abaixo.

Tabela 7: Dados Consolidados.

Monitor	Probabilidade	THDv Fase A	THDi Fase A
1	1.0	6.0875	2.7799
2	1.0	6.1332	2.8144
3	1.0	6.1261	2.8497
4	1.0	6.1838	2.8545
5	1.0	5.9955	2.7622

Fonte: Autor.

4.4.1 Análise Detalhada das Distribuições de Probabilidade

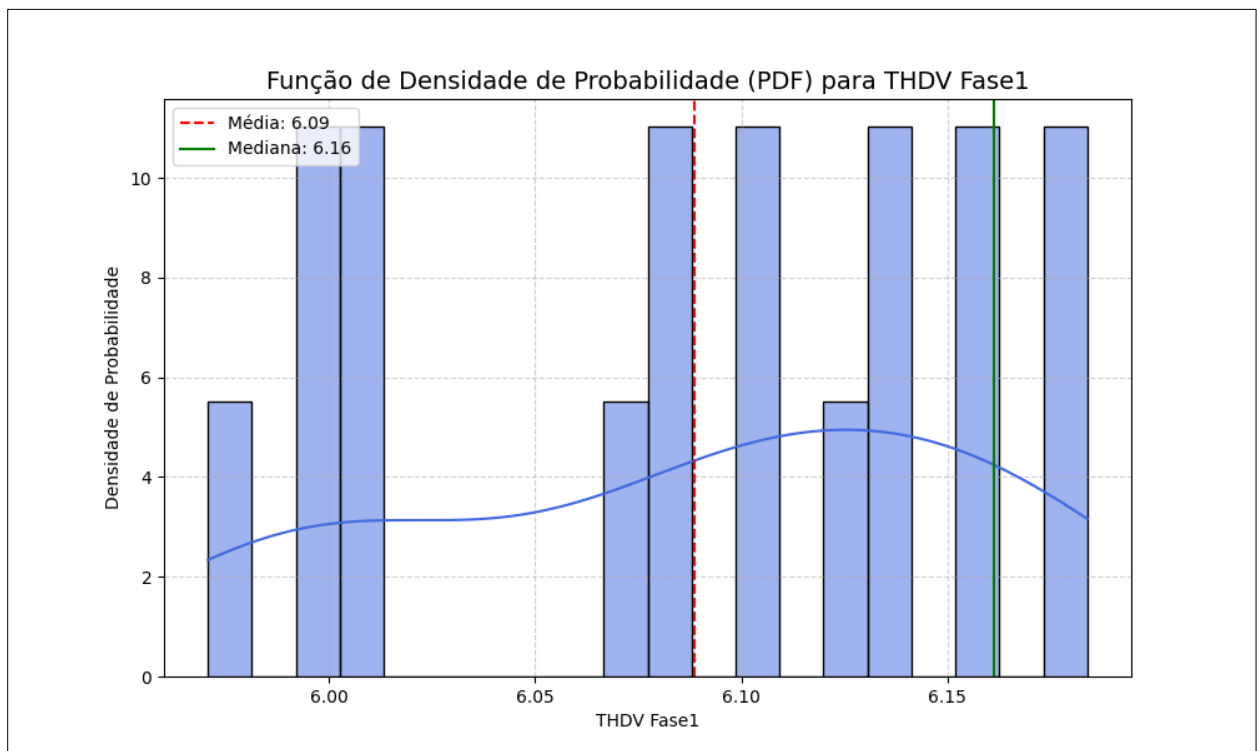
A análise aprofundada dos resultados das simulações foi conduzida por meio da geração dos gráficos de Função de Densidade de Probabilidade e Função de Distribuição Acumulada, que fornecem considerações essenciais sobre o comportamento das distorções harmônicas.

4.4.1.1 Função de Densidade de Probabilidade

A FDP fornece uma representação visual da frequência com que cada valor de distorção harmônica ocorreu ao longo das simulações.

- Função Densidade de Probabilidade da THDv: A Figura 22 ilustra a distribuição de probabilidade para a THDv da Fase A. O gráfico apresenta uma distribuição irregular com múltiplos picos, indicando que não há um único valor de distorção de tensão mais provável. Em vez disso, a THDv tende a se concentrar em diversas faixas de valor, refletindo a complexidade do comportamento da rede sob diferentes cenários de carregamento. Isso sugere que a distorção de tensão não se estabiliza em um único patamar, mas varia significativamente dependendo das condições específicas de operação.

Figura 22: FDP para a THD de Tensão Fase A.

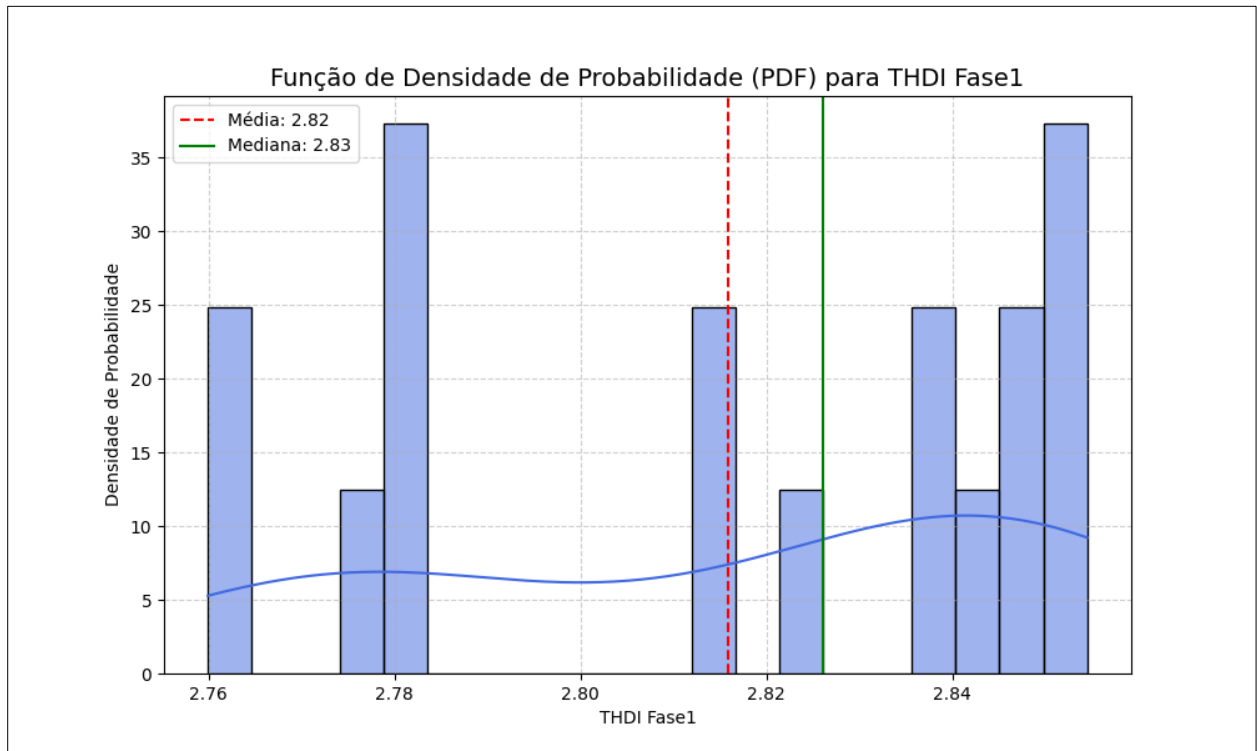


Fonte: Autor.

- Função Densidade de Probabilidade da THDI: Em contraste, a Figura 23 mostra uma FDP para a THDI com uma distribuição notavelmente mais ampla e dispersa. A ausência de um pico agudo sugere que não há um valor de distorção de corrente singular e mais provável. A curva estende-se por uma gama de valores, o que reflete a alta variabilidade na injeção de correntes harmônicas, onde se verificou um valor de ocorrência de 2,8%. Este

comportamento menos concentrado indica que a THDi é mais suscetível a flutuações e depende de uma combinação complexa de fatores nos diferentes cenários de carregamento.

Figura 23: FDP para a THD de Corrente Fase A.



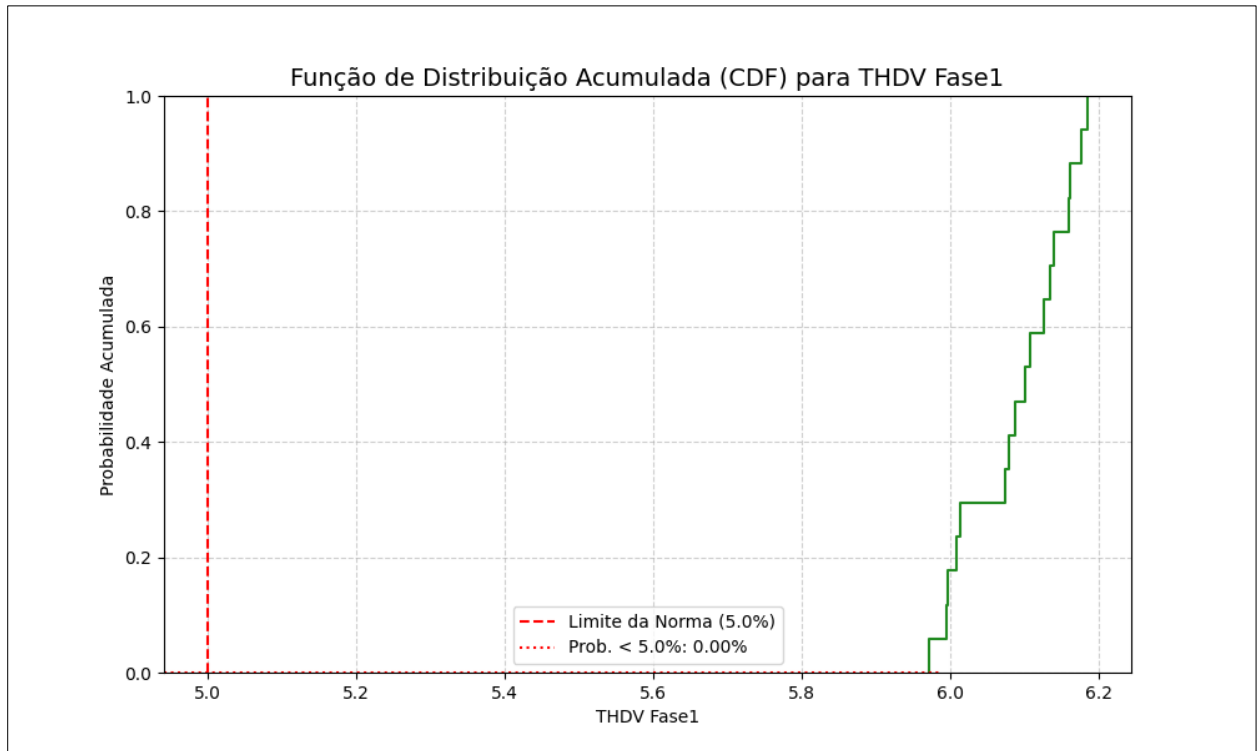
Fonte: Autor.

4.4.1.2 Função de Distribuição Acumulada

A CDF é crucial para a avaliação de risco, pois quantifica a probabilidade de uma variável ser menor ou igual a um determinado valor. Este gráfico traduz a densidade de probabilidade em um risco tangível de não conformidade.

- Distribuição Acumulada da THD_v: A curva de CDF para a THD_v, apresentada na Figura 24, é o ponto mais crítico da análise. O gráfico sobe abruptamente e se posiciona em uma faixa de valores onde a probabilidade acumulada de a THD_v ser menor que 5% (o limite da norma IEEE 519) é praticamente nula. Isso significa que, em quase 100% dos cenários simulados, a THD_v excedeu o limite normativo de 5%. O formato da curva permite afirmar, com base nos resultados, que a probabilidade de conformidade com a norma é negligenciável para as condições de operação analisadas.

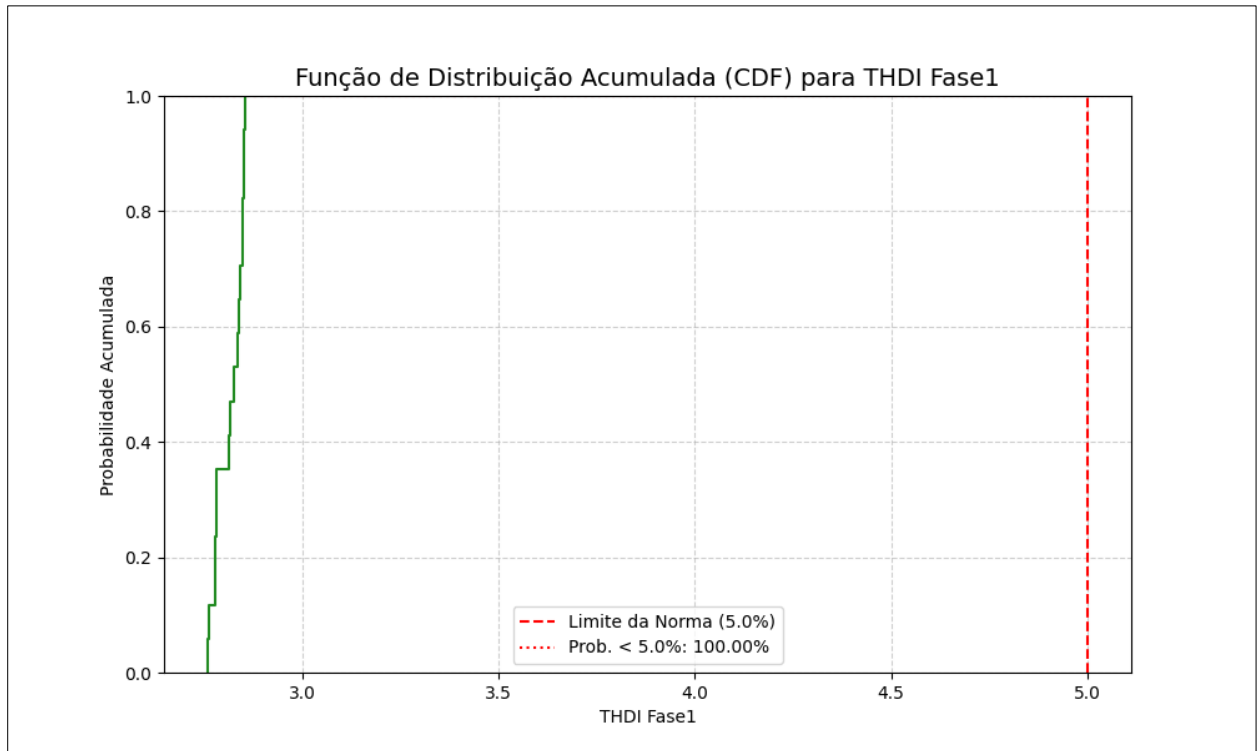
Figura 24: Distribuição Acumulada Para a THDv da Fase A.



Fonte: Autor.

- Distribuição Acumulada da THDi: A curva de CDF para a THDi, mostrada na Figura 25, exibe um crescimento mais gradual. Diferentemente da THDv, não há um limite normativo de tensão claro para referência, mas a curva demonstra que a probabilidade de THDi se manter em valores baixos é limitada. A inclinação constante da curva confirma que há uma probabilidade contínua de ocorrência de valores mais altos de distorção, validando a alta variabilidade identificada na PDF. Em resumo, a CDF para a THDi reafirma que o risco de níveis elevados de distorção de corrente é presente, embora não se possa associá-lo a um limite de conformidade específica.

Figura 25: Distribuição Acumulada Para a THDi da Fase A.



Fonte: Autor.

Em síntese, a aplicação do método de Monte Carlo foi crucial para transcender a análise determinística e quantificar a incerteza inerente ao comportamento do sistema. A avaliação probabilística não apenas confirmou a presença de distorções harmônicas, mas também forneceu uma estimativa precisa do risco de não conformidade com as normas. Os resultados demonstraram que o sistema apresenta uma distribuição complexa de distorções de tensão, com múltiplos picos indicando a ausência de um único cenário mais provável. Mais criticamente, a análise da Função de Distribuição Acumulada revelou que a probabilidade de a distorção harmônica de tensão exceder o limite de 5% da norma IEEE 519, sendo de quase 100% nos cenários de carregamento analisados. Essa constatação, baseada na frequência e na magnitude dos eventos observados, reforça a necessidade imperativa de um planejamento adequado e da implementação de estratégias de mitigação eficazes. A análise probabilística, portanto, não apenas valida a existência do problema, mas serve como um pilar fundamental para a tomada de decisão, ao traduzir o risco em uma métrica quantificável, essencial para garantir a operação segura e confiável do sistema.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho se propôs a analisar, de forma aprofundada, a ocorrência de distorções harmônicas em um sistema de distribuição de baixa tensão frente à crescente inserção de veículos elétricos. Para tal, foi empregada uma metodologia robusta, baseada no Método de Simulação de Monte Carlo, com o objetivo de quantificar a incerteza e a variabilidade dos perfis de carregamento, fornecendo uma avaliação probabilística mais precisa do que os métodos determinísticos tradicionais.

A abordagem metodológica demonstrou-se altamente eficaz. Ao realizar 200 simulações, foi possível modelar uma ampla gama de cenários operacionais, desde as condições mais prováveis até as mais extremas, revelando o comportamento complexo do sistema sob diferentes níveis de penetração e carregamento de veículos elétricos. A aplicação do algoritmo de fluxo de carga harmônico em cada iteração da simulação permitiu uma análise detalhada dos impactos nas distorções de tensão e corrente.

Os principais resultados obtidos na análise estatística das simulações levaram às seguintes conclusões:

- **Comportamento Probabilístico das Distorções:** A análise da Função de Densidade de Probabilidade para a THD_v revelou uma distribuição com múltiplos picos, indicando que a distorção de tensão não se concentra em um único valor, mas em diversas faixas prováveis. Essa característica reflete a sensibilidade do sistema às variações dinâmicas das cargas não lineares dos carregadores. Para a THD_i, a PDF mostrou uma dispersão ainda maior, confirmando a alta variabilidade na injeção de correntes harmônicas.
- **Alto Risco de Não Conformidade:** A análise da Função de Distribuição Acumulada forneceu a evidência mais crítica do estudo. O gráfico da THD_v demonstrou que a probabilidade de a distorção harmônica de tensão ultrapassar o limite de 5%, estabelecido pela norma IEEE 519, é de quase 100% nos cenários analisados. Este resultado comprova que a rede de distribuição, tal como modelada, não está preparada para acomodar o carregamento de veículos elétricos sem a ocorrência de distorções significativas que comprometem a qualidade da energia.
- **Justificativa para o Planejamento:** Os resultados deste estudo reforçam a necessidade urgente de um planejamento de infraestrutura proativo, em vez de reativo. A identificação de um risco de não conformidade tão elevado em cenários probabilísticos demonstra que

medidas de mitigação são indispensáveis para garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico.

Em suma, a aplicação do método de Monte Carlo permitiu quantificar, de forma precisa, a incerteza no comportamento do sistema, traduzindo o risco de falha em uma métrica objetiva e tangível. Esta análise probabilística será crucial para a implementação de estratégias de mitigação eficazes, como a instalação de filtros ativos ou passivos, o uso de carregadores inteligentes ou a reformulação da rede, garantindo que o sistema elétrico opere dentro dos limites aceitáveis de qualidade de energia e consiga suportar o futuro da mobilidade elétrica.

5.1 Trabalhos Futuros

Os resultados robustos e as conclusões críticas deste estudo estabelecem uma base sólida para futuras investigações, essenciais para garantir a integração segura e eficiente dos veículos elétricos na rede de distribuição. As seguintes linhas de pesquisa são propostas como um aprofundamento natural deste trabalho:

- **Caracterização Detalhada e Propagação de Harmônicos:** A análise atual focou na distorção total (THD). Um estudo mais aprofundado deve focar na caracterização do espectro harmônico no sistema teste. Isso envolve identificar as ordens harmônicas dominantes (3^a, 5^a, 7^a, etc.) injetadas pelos carregadores e analisar como essas componentes se propagam pela rede, identificando pontos de ressonância e de maior acúmulo de distorção.
- **Estudo Avançado de Técnicas de Cancelamento de Harmônicos:** Dado o risco iminente de não conformidade, uma pesquisa focada em estratégias de cancelamento de harmônicos é fundamental. Futuros trabalhos podem modelar e simular a eficácia de Filtros Ativos de Potência (FAP), projetados especificamente para anular as correntes harmônicas geradas pelos carregadores. Além disso, pode-se investigar a implementação de lógicas de controle nos próprios inversores dos carregadores para que operem de forma a minimizar a injeção de harmônicos específicos na rede.
- **Análise Comparativa de Estratégias de Mitigação:** Além do cancelamento ativo, um estudo comparativo pode avaliar a eficácia técnica e econômica de outras soluções, como a instalação de filtros passivos sintonizados, a reconfiguração de alimentadores e a alocação estratégica de estações de recarga em pontos menos sensíveis da rede.
- **Implementação de Algoritmos de Carregamento Inteligente:** Uma futura investigação poderia explorar o impacto de algoritmos de carregamento inteligente e V2G (Veículo para

a rede). A análise probabilística pode ser utilizada para quantificar como o controle ativo do carregamento não apenas gerencia a demanda de potência, mas também pode ser programado para reduzir o risco de violação dos limites harmônicos.

- **Expansão da Análise para Diferentes Cenários:** A metodologia pode ser replicada em outras topologias de rede (média tensão, rural, comercial) e com a inclusão de outras cargas não lineares e geração distribuída (sistemas fotovoltaicos), permitindo uma análise mais holística dos efeitos cumulativos no sistema elétrico.

5.2 Continuidade da Pesquisa e Perspectivas Acadêmicas

A metodologia e os resultados obtidos neste trabalho de conclusão de curso possuem relevância e originalidade suficientes para constituir a base de publicações em congressos e periódicos científicos da área de qualidade de energia e sistemas de potência.

Adicionalmente, as linhas de pesquisa propostas, em especial a caracterização aprofundada e as técnicas de cancelamento de harmônicos, alinham-se perfeitamente com os desafios atuais da engenharia elétrica. Esses tópicos podem ser diretamente aproveitados como o projeto de pesquisa para um programa de mestrado, onde cada objetivo específico (modelagem de filtros, desenvolvimento de algoritmos de controle, etc.) poderia compor os capítulos de uma futura dissertação, dando continuidade e expandindo significativamente as contribuições aqui iniciadas.

REFERÊNCIAS

- IEA (2022), Global electric car stock, 2010-2021, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electric-car-stock-2010-2021>, Licence: CC BY 4.0
- INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA (IEEE). *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. IEEE Std. 519/2022.
- LUCAS, A.; BONAVITACOLA, F.; KOTSAKIS, E.; FULLI, G. Grid harmonic impact of multiple electric vehicle fast charging. *Electric Power Systems Research*, v. 127, p. 13-21, 2015.
- SILVA, I. A. *Distorção harmônica causada pela inserção de carregadores veiculares no sistema de distribuição de energia elétrica*. 2022. 80 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal do Espírito Santo, Vitória, 2022.
- WANG, J.; YU, G.; ZHANG, H. Impact of Electric Vehicle Fast Charging on Grid Harmonics. *Journal of Power Sources*, v. 512, p. 230-245, 2021.
- O SETOR ELÉTRICO. *A era dos carros elétricos: benefícios e desafios*. O Setor Elétrico, 2024.
- Bracewell, R. N. (2000). *The Fourier Transform and Its Applications*. McGraw-Hill.
- GOVERNO FEDERAL. *MOVER: novo programa amplia ações para mobilidade verde e descarbonização*. Brasília, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2023/12/mover-novo-programa-amplia-acoes-para-mobilidade-verde-e-descarbonizacao>. Acesso em: 10 mar. 2025.
- MOTTA, Ronaldo Seroa da; HARGRAVE, Jorge; LUEDEMANN, Gustavo. *Climate Change in Brazil: Economic, Social and Regulatory Aspects*. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2011.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Brasília, 2022. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-3>. Acesso em: 11 mar. 2025.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Perspectivas para a Mobilidade Elétrica no Brasil: Infraestrutura de Recarga*. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Perspectivas-para-a-Mobilidade-Eletrica-no-Brasil-Infraestrutura-de-Recarga>. Acesso em: 11 mar. 2025.

FERREIRA, M. A.; OLIVEIRA, P. R. Infraestrutura de Recarga para Veículos Elétricos: Desafios e Oportunidades no Contexto Brasileiro. *Journal of Sustainable Mobility*, v. 10, n. 2, p. 75-89, 2022.

IEC 62196: Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets – Conductive charging of electric vehicles. International Electrotechnical Commission, 2020.

SAE J1772: SAE Electric Vehicle and Plug-in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler. Society of Automotive Engineers, 2017.

SOUZA, T. F.; LIMA, K. R. Análise Comparativa dos Modos de Recarga de Veículos Elétricos e seus Impactos na Rede Elétrica. *Revista Brasileira de Energia*, v. 25, n. 4, p. 45-60, 2023.

CNN BRASIL. Fábrica da BYD estará em funcionamento até o final de 2026, diz secretário. CNN Brasil, 12 maio 2025. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/negocios/fabrica-da-byd-estara-em-funcionamento-ate-o-final-de-2026-diz-secretario/>. Acesso em: 7 ago. 2025.

NOVA SCOTIA POWER. Types of Electric Vehicles. Disponível em: <https://www.nspower.ca/your-home/energy-products/electric-vehicles/types>. Acesso em: 11 ago. 2025.

TESLA MOTORS. Model S: premium electric sedan. [S. l.], [2015]. Disponível em: <http://www.teslamotors.com>. Acesso em: 15 ago. 2025.

NUMPY DEVELOPERS. NumPy. Disponível em: <http://numpy.org/>. Acesso em: 16 ago. 2025.

PANDAS DEVELOPMENT TEAM. Pandas. Disponível em: <https://pandas.pydata.org/>. Acesso em: 16 ago. 2025.

MATPLOTLIB DEVELOPMENT TEAM. Matplotlib. Disponível em: <https://matplotlib.org/>. Acesso em: 16 ago. 2025.

ANGELIM, J. H.; AFFONSO, C. de M. Probabilistic Impact Assessment of Electric Vehicles Charging on Low Voltage Distribution Systems. In: IEEE PES Innovative Smart Grid

Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), 2019, Gramado. Anais... Gramado: IEEE, 2019. p. 1-6. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2019.8895494.

ARRILAGA, J.; WATSON, N. R.; WRIGHT, M. Power System Harmonics. Chichester: John Wiley & Sons, 2003.

GOMES, L. A. S.; SOUZA, J. S. L. de. Impact of Electric Vehicle Charging on the Power Quality of Low Voltage Networks. In: IEEE International Conference on Smart Grid, 2019, [s. l.]. Anais... [S. l.]: IEEE, 2019.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). IEEE Std 519-2014: IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. New York: IEEE, 2014.

PAGNONCELLI, P. F.; SOUZA, A. C. Z. de; MARTINS, C. M. L. Probabilistic Assessment of Power System Harmonics Using Monte Carlo Simulation. IEEE Latin America Transactions, v. 14, n. 4, p. 1957-1964, 2016.

SALVADOR, B. A.; SILVA, F. A.; OLIVEIRA, C. V. Análise Probabilística dos Impactos do Carregamento de Veículos Elétricos em Redes de Distribuição. In: Congresso Brasileiro de Automática, 2020, [s. l.]. Anais... [S. l.]: SBA, 2020.

APÊNDICE A – Códigos Utilizados

A.1 Código para a geração das curvas de carregamento.

```
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Sat Jan 11 15:24:29 2025

@author: Carlos
"""
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt

# Carregar os dados das curvas de carregamento
file_path = r"C:\Users\Calow\OneDrive\Documentos\TCC\ev_charging_patterns.csv"
data = pd.read_csv(file_path)

# Filtrar dados apenas para carregadores tipo 1 e tipo 2
filtered_data = data[data['Charger Type'].isin(['Level 1', 'Level 2'])]

# Filtrar dados para potência entre 20 e 30 kW
filtered_data_20_30kw = filtered_data[(filtered_data['Charging Rate (kW)'] >= 20) &
                                       (filtered_data['Charging Rate (kW)'] <= 30)]

# Selecionar 200 amostras com substituição se necessário
if len(filtered_data_20_30kw) < 200:
    sampled_filtered_data = filtered_data_20_30kw.sample(n=200, replace=True,
                                                         random_state=42)
else:
    sampled_filtered_data = filtered_data_20_30kw.sample(n=200, random_state=42)

# Função para gerar curvas de potência ajustadas
def generate_adjusted_power_curve(charging_rate, duration, temperature):
    time = np.linspace(0, duration, num=100) # 100 pontos no intervalo de duração
    max_power = charging_rate

    # Criar uma curva de potência (aumenta rapidamente, estabiliza e depois decai)
    power_curve = np.piecewise(
        time,
        [time < duration * 0.1, (time >= duration * 0.1) & (time <= duration * 0.8), time > duration
 * 0.8],
        [lambda t: max_power * (t / (duration * 0.1)), # Aumento inicial
         lambda t: max_power, # Estabilização
         lambda t: max_power * (1 - (t - duration * 0.8) / (duration * 0.2))], # Decaimento
    )

# Ajustar com base na temperatura (potência reduzida em temperaturas extremas)
temp_factor = 1 - max(0, abs(temperature - 20) / 100)
```

```

power_curve *= temp_factor

return time, power_curve

# Gerar as 200 curvas filtradas
filtered_power_curves_200 = []
curve_data_list = []
for idx, row in sampled_filtered_data.iterrows():
    charging_rate = row['Charging Rate (kW)']
    duration = min(row['Charging Duration (hours)'], 8) # Limitar o tempo máximo a 8 horas
    temperature = row['Temperature (°C)']

    time, power_curve = generate_adjusted_power_curve(charging_rate, duration, temperature)
    filtered_power_curves_200.append((time, power_curve))

# Adicionar dados detalhados para a planilha
curve_data_list.append({
    "Curve ID": idx + 1,
    "Charging Rate (kW)": charging_rate,
    "Duration (hours)": duration,
    "Temperature (°C)": temperature,
    "Max Power (kW)": max(power_curve),
    "Average Power (kW)": np.mean(power_curve)
})

# Salvar as curvas de carregamento em CSV
num_curves = 200
timesteps = 100
csv_data = {'Time': np.linspace(0, 8, timesteps)}
for i, (_, power_curve) in enumerate(filtered_power_curves_200):
    csv_data[f'Node_{i+1}'] = power_curve

df_curves = pd.DataFrame(csv_data)
curves_csv_path = r"C:\Users\Calow\OneDrive\Documentos\TCC\ev_perfis_carregamento.csv"
df_curves.to_csv(curves_csv_path, index=False)

# Salvar os dados das curvas detalhadas em CSV
curve_details_df = pd.DataFrame(curve_data_list)
details_csv_path = r"C:\Users\Calow\OneDrive\Documentos\TCC\ev_detalhes_curvas.csv"
curve_details_df.to_csv(details_csv_path, index=False)

# Plotar as curvas de carregamento
plt.figure(figsize=(14, 8))
for i, (time, power_curve) in enumerate(filtered_power_curves_200):
    plt.plot(time, power_curve, alpha=0.7, label=f'Curve {i+1}' if i < 5 else "")

plt.title("200 Curvas de Carregamento (Potência entre 20 e 30 kW)")
plt.xlabel("Tempo (horas)")
plt.ylabel("Potência (kW)")
plt.xlim(0, 8)

```

```
plt.ylim(0, 100)
plt.legend(loc='upper right', ncol=2, fontsize=8, frameon=False)
plt.grid(alpha=0.3)
plt.tight_layout()
plt.show()
```

A.2 Código para o Cenário 1

```
import pandas as pd
import py_dss_interface
import os

# Diretórios ajustados
base_dir_opendss = r"C:\Users\Calow\OneDrive\Documentos\TCC\34Bus"
base_dir_codigos = r"C:\Users\Calow\OneDrive\Documentos\TCC\Codigos"

# Arquivo do OpenDSS e curva de demanda
dss_file = os.path.join(base_dir_opendss, r"iee34Mod1.dss")
curva_demanda_file = os.path.join(base_dir_codigos, "curva_demanda.csv")

# Verificar existência da curva
assert os.path.exists(curva_demanda_file), "Arquivo curva_demanda.csv não encontrado!"

# Carregar o arquivo de curva de demanda
df_demanda = pd.read_csv(curva_demanda_file, header=None)

# Espectro harmônico ajustado para a simulação diária
harmonicas = [1, 3, 5, 7, 9, 11, 13]
magnitudes = [100, 60.29, 30.36, 41.17, 29.80, 17.38, 23.22]

# Iniciar OpenDSS
dss = py_dss_interface.DSS()

# Compilar sistema
dss.text(f'compile "{dss_file}"')

# Criar espectro harmônico com as magnitudes ajustadas
dss.text(f'New Spectrum.EV_Spectrum h=({", ".join(map(str, harmonicas))}) %mag=({", ".join(map(str, magnitudes))})')

# Criar Storage. A potência kW será ajustada de acordo com a demanda da hora atual.
# Rodar a simulação para 24 horas
for hour in range(24):
    # Ajustar a hora da simulação
    dss.solution.Hour = hour # Atualiza a hora do sistema OpenDSS

    # Extrair o valor da demanda para a hora atual da simulação
    demanda_pu_atual = df_demanda.iloc[hour].values[0] # Extraímos o valor da demanda da curva
```

```

potencia_kW_atual = 120 * demanda_pu_atual # Convertendo para kW com base na
demanda (1.0 p.u. = 120 kW)

# Criar LoadShape para a hora atual
dss.text(f'New LoadShape.EV_Profile_{hour} npts={len(df_demanda)} interval=1
csvfile="{curva_demanda_file}")

# Criar Storage para a hora atual com a potência ajustada
dss.text(f'New Storage.EV1_{hour} bus1=bus_lv.1.2.3 phases=3 kV=0.23
kW={potencia_kW_atual} kWh=85 '
      'kWhRated=100 %stored=50 PF=0.95 model=1 Spectrum=EV_Spectrum
Daily=EV_Profile')

# Transformador rebaixador 24,9 kV → 0.23 kV
dss.text("New Transformer.TX_EVA Phases=3 Windings=2 XHL=6")
dss.text("~ wdg=1 bus=834 conn=delta kv=24.9 kva=1000 %r=0.5")
dss.text("~ wdg=2 bus=bus_lv conn=wye kv=0.23 kva=1000 %r=0.5")

# Conectar Storage diretamente ao barramento LV
dss.text(f'Edit Storage.EV1_{hour} bus1=bus_lv.1.2.3")

# Criar monitores para salvar as medições de tensão e corrente
dss.text(f'New Monitor.EV1_SemFiltro_V_{hour} Element=Storage.EV1_{hour} Terminal=1
Mode=0 Action=Save')
dss.text(f'New Monitor.EV1_SemFiltro_I_{hour} Element=Storage.EV1_{hour} Terminal=1
Mode=7 Action=Save')

# Resolver antes da análise harmônica
dss.text("set mode=snapshot")
dss.text("solve")

# Simulação harmônica
dss.text("set mode=harmonic")
dss.text(f"set harmonic=({' ', ' '.join(map(str, harmonicas))})")
dss.text("set controlmode=static")
dss.text("solve")

# Exportar resultados para CSV (arquivo separado para cada hora)
dss.text(f'Export Monitors EV1_SemFiltro_V_{hour}')
dss.text(f'Export Monitors EV1_SemFiltro_I_{hour}')

# Criar um nome de arquivo único baseado na hora
output_v_file = os.path.join(base_dir_opendss, f'monitor_v_hour_{hour}.csv")
output_i_file = os.path.join(base_dir_opendss, f'monitor_i_hour_{hour}.csv")

# Exportar os dados para CSV (os dados exportados são geralmente no formato de texto, então
podemos processá-los)
monitor_v = dss.text(f'show monitor EV1_SemFiltro_V_{hour}')
# monitor_i = dss.text(f'show monitor EV1_SemFiltro_I_{hour}')

```

```

# Processar os resultados dos monitores e salvar em DataFrames
# Aqui, estamos assumindo que os dados vêm como uma lista de strings, e vamos tentar
dividir corretamente.
try:
    monitor_v_data = [line.split() for line in monitor_v.splitlines() if line.strip()]
    monitor_i_data = [line.split() for line in monitor_i.splitlines() if line.strip()]

    # Verificar se há dados válidos
    if monitor_v_data and monitor_i_data:
        # Converter para DataFrame
        df_v = pd.DataFrame(monitor_v_data, columns=["Time", "Voltage"])
        df_i = pd.DataFrame(monitor_i_data, columns=["Time", "Current"])

        # Salvar os resultados em arquivos CSV
        df_v.to_csv(output_v_file, index=False)
        df_i.to_csv(output_i_file, index=False)
        print(f"Hora {hour}: Resultados exportados para {output_v_file} e {output_i_file}")
    else:
        print(f"Hora {hour}: Dados inválidos para exportação.")
except Exception as e:
    print(f"Erro ao processar os dados para a hora {hour}: {e}")

print("Simulação de 24 horas concluída. Monitores exportados para arquivos individuais por
hora.")

```

A.3 Código para o Cenário 2

```

import pandas as pd
import py_dss_interface
import os

# Diretórios ajustados
base_dir_opendss = r"C:\Users\Calow\OneDrive\Documentos\TCC\34Bus"
base_dir_codigos = r"C:\Users\Calow\OneDrive\Documentos\TCC" # Diretório do Load Profile

# Arquivo do OpenDSS e curva de demanda
dss_file = os.path.join(base_dir_opendss, r"ieee34Mod1.dss")
curva_demanda_file = os.path.join(base_dir_codigos, "ev_load_profile.csv") # Caminho correto
para o arquivo CSV

# Verificar existência da curva
assert os.path.exists(curva_demanda_file), "Arquivo ev_load_profile.csv não encontrado!"

# Iniciar OpenDSS
dss = py_dss_interface.DSS()

# Compilar sistema
dss.text(f"compile \"{dss_file}\"")

```

```

# Barramentos para os 5 carregadores
barras = ['858', '832', '840', '860', '844']

# Rodar a simulação para 24 horas
for hour in range(24):
    # Ajustar a hora da simulação
    dss.solution.Hour = hour # Atualiza a hora do sistema OpenDSS

    # Carregar o arquivo de curva de demanda
    df_demanda = pd.read_csv(curva_demanda_file, header=None)

    # Extrair o valor da demanda para a hora atual da simulação
    demanda_pu_atual = df_demanda.iloc[hour].values[0] # Extraímos o valor da demanda da
    curva
    potencia_kW_atual = 120 * demanda_pu_atual # Convertendo para kW com base na
    demanda (1.0 p.u. = 120 kW)

    # Espectro harmônico ajustado para a hora da simulação (aqui, ajustando as magnitudes)
    harmonicas = [1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 17, 19]
    magnitudes = [100, 60.29, 30.36, 41.17, 29.80, 17.38, 23.22, 18.50, 15.00] # Exemplos de
    magnitudes

    # Ajuste simples do espectro com base na hora da simulação
    for i in range(len(magnitudes)):
        magnitudes[i] = magnitudes[i] * (1 - hour * 0.01) # Modificando a magnitude com base na
    hora

    # Criar espectro harmônico com as magnitudes ajustadas
    dss.text(f'New Spectrum.EV_Spectrum h=({"", "}.join(map(str, harmonicas))) % mag=({"",
    "}.join(map(str, magnitudes)))')

    # Criar LoadShape para a hora atual
    dss.text(f'New LoadShape.EV_Profile_{hour} npts={len(df_demanda)} interval=1
    csvfile="{curva_demanda_file}")

    # Para cada barramento, aplicar a curva de carga e o espectro harmônico
    for i, barra in enumerate(barras, start=1):
        # Nomes individuais para cada conjunto de elementos
        dss.text(f'New Transformer.TX_EV{i} Phases=3 Windings=2 XHL=6")
        dss.text(f'~ wdg=1 bus={barra} conn=delta kv=24.9 kva=1000 %r=0.5")
        dss.text(f'~ wdg=2 bus=bus_lv{i} conn=wye kv=0.23 kva=1000 %r=0.5")

        dss.text(f'New Storage.EV{i} bus1=bus_lv{i}.1.2.3 phases=3 kV=0.23
        kW={potencia_kW_atual} kWh=85 '
        f'kWhRated=100 %stored=50 PF=0.95 model=1 Spectrum=EV_Spectrum
        Daily=EV_Profile_{hour}')

        dss.text(f'New Monitor.EV{i}_V Element=Storage.EV{i} Terminal=1 Mode=0
        Action=Save')

```

```

dss.text(f'New Monitor.EV{i}_I Element=Storage.EV{i} Terminal=1 Mode=7
Action=Save')

# Resolver antes da análise harmônica
dss.text("set mode=snapshot")
dss.text("solve")

# Simulação harmônica
dss.text("set mode=harmonic")
dss.text("set harmonic=(1, 3, 5, 7, 9, 11, 13)")
dss.text("set controlmode=static")
dss.text("solve")

# Exportar resultados
dss.text(f'Export Monitors EV{i}_V")
dss.text(f'Export Monitors EV{i}_I")

# Exibir resultado de um monitor
print(f'Resultados da Análise Harmônica - EV{i}:")
print(dss.text(f'show monitor EV{i}_V"))

# Exportar resultados para CSV (arquivo separado para cada hora)
dss.text(f'Export Monitors EV_V_hour_{hour}")
dss.text(f'Export Monitors EV_I_hour_{hour}")
print(f'Simulação para a hora {hour} concluída.")
print("Simulações harmônicas sem filtro concluídas com sucesso para os 5 barramentos.")

```

A.4 Código para Análise Probabilística

```

# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Script para análise probabilística de resultados de simulação de harmônicos.
Baseado na metodologia de Simulação de Monte Carlo.
"""

import pandas as pd
import numpy as np
import os
import matplotlib.pyplot as plt
import seaborn as sns
from tkinter import Tk, filedialog

# FUNÇÃO PRINCIPAL
def run_analysis():
    """
    Função principal que orquestra a análise completa dos dados de simulação.
    """
    print("--- ANÁLISE PROBABILÍSTICA INICIADA ---")

# Passo 1: Selecionar a pasta com os dados

```

```

Tk().withdraw() # Oculta a janela principal do Tkinter
data_folder = filedialog.askdirectory(title="Selecione a pasta com os arquivos de dados (.txt
ou .csv)")
if not data_folder:
    print("Nenhuma pasta selecionada. Encerrando.")
    return
# Passo 2: Consolidar todos os resultados em um único DataFrame
consolidated_df = consolidate_results(data_folder)

if consolidated_df is None or consolidated_df.empty:
    print("Nenhum dado válido encontrado para análise. Encerrando.")
    return

# Passo 3: Criar a pasta para salvar os resultados
output_folder = os.path.join(data_folder, 'analise_probabilistica')
os.makedirs(output_folder, exist_ok=True)
consolidated_df.to_csv(os.path.join(output_folder, 'resultados_consolidados.csv'),
index=False)
print(f"\nResultados consolidados salvos em: {os.path.join(output_folder,
'resultados_consolidados.csv')}")

# Passo 4: Plotar os gráficos de análise probabilística
print("\nGerando gráficos de PDF e CDF...")
plot_probabilistic_analysis(consolidated_df, output_folder)
print("\n--- ANÁLISE PROBABILÍSTICA CONCLUÍDA! ---")

# FUNÇÃO DE CONSOLIDAÇÃO DE DADOS
def consolidate_results(folder_path):
    """
    Itera sobre os arquivos de simulação e probabilidade, consolida os resultados
    em um DataFrame único e calcula as métricas de distorção harmônica.
    """
    results_list = []

    # Lista todos os arquivos na pasta
    for filename in os.listdir(folder_path):
        if filename.endswith(('.txt', '.csv')):
            file_path = os.path.join(folder_path, filename)

            # Tenta encontrar o arquivo de probabilidade correspondente
            scenario_name = os.path.splitext(filename)[0]
            prob_file_path = os.path.join(folder_path, f'{scenario_name}_prob.txt')

            try:
                # Extrai os dados do arquivo de simulação, ignorando as duas primeiras linhas de
                cabeçalho
                df = pd.read_csv(file_path, skiprows=1, sep=',', header=None,
                                names=['Freq', 'Harmonic', 'V1', 'VAngle1', 'V2', 'VAngle2', 'V3', 'VAngle3',
                                'V4', 'VAngle4', 'I1', 'IAngle1', 'I2', 'IAngle2', 'I3', 'IAngle3', 'I4', 'IAngle4'])

```

```

# Se o arquivo de probabilidade existir, lê seu valor
probability = 0.0
if os.path.exists(prob_file_path):
    with open(prob_file_path, 'r') as f:
        probability = float(f.read().strip())
else:
    print(f'Aviso: Arquivo de probabilidade '{prob_file_path}' não encontrado para o
cenário {scenario_name}. Assumindo probabilidade 1.0.")
    probability = 1.0

# VERIFICAÇÃO DE DADOS CRÍTICA
# A análise só é possível se o valor da frequência fundamental (Harmonic = 1.0)
existir.
fundamental_data = df[df['Harmonic'] == 1.0]
if fundamental_data.empty:
    print(f'Erro ao processar o arquivo {filename}: Frequência fundamental (Harmonic
= 1.0) não encontrada.")
    continue # Pula este arquivo e continua para o próximo

# Calcula as métricas de distorção harmônica (THD) para a Fase 1
v_fundamental = fundamental_data.iloc[0]['V1']
v_harmonics_sq = (df[df['Harmonic'] != 1.0]['V1'] ** 2).sum()
thdv = (np.sqrt(v_harmonics_sq) / v_fundamental) * 100

i_fundamental = fundamental_data.iloc[0]['I1']
i_harmonics_sq = (df[df['Harmonic'] != 1.0]['I1'] ** 2).sum()
thdi = (np.sqrt(i_harmonics_sq) / i_fundamental) * 100

# Adiciona os resultados à lista
results_list.append({
    'Cenário': scenario_name,
    'Probabilidade': probability,
    'THDV_Fase1': thdv,
    'THDI_Fase1': thdi
})

except Exception as e:
    print(f'Erro inesperado ao processar o arquivo {filename}: {e}")
    continue

return pd.DataFrame(results_list)

# FUNÇÃO DE PLOTAGEM
def plot_probabilistic_analysis(df, output_folder):
    """
    Gera e salva os gráficos de PDF e CDF para as métricas calculadas.
    """
    metrics = ['THDV_Fase1', 'THDI_Fase1']

```

```

for metric in metrics:
    if df.empty or metric not in df.columns:
        print(f"Aviso: O DataFrame está vazio ou a métrica '{metric}' não foi encontrada.")
        continue

    # Pondera as probabilidades para garantir que a soma seja 1
    df['Prob_Norm'] = df['Probabilidade'] / df['Probabilidade'].sum()

    plt.figure(figsize=(10, 6))
    sns.histplot(data=df, x=metric, weights='Prob_Norm', kde=True, bins=20, color='royalblue',
stat='density')
    plt.title(f'Função de Densidade de Probabilidade (PDF) para {metric.replace("_", " ")},
fontsize=14)
    plt.xlabel(f'{metric.replace("_", " ")})
    plt.ylabel('Densidade de Probabilidade')
    plt.grid(True, linestyle='--', alpha=0.6)

    # Opcional: Adicionar média e mediana
    mean_val = np.average(df[metric], weights=df['Prob_Norm'])
    median_val = df.loc[(df['Prob_Norm'].cumsum() >= 0.5).idxmax()][metric]
    plt.axvline(mean_val, color='red', linestyle='--', label=f'Média: {mean_val:.2f}')
    plt.axvline(median_val, color='green', linestyle='-', label=f'Mediana: {median_val:.2f}')
    plt.legend()
    plt.savefig(os.path.join(output_folder, f'pdf_{metric}.png'))
    plt.close()

    plt.figure(figsize=(10, 6))
    sns.ecdfplot(data=df, x=metric, weights='Prob_Norm', color='forestgreen')
    plt.title(f'Função de Distribuição Acumulada (CDF) para {metric.replace("_", " ")},
fontsize=14)
    plt.xlabel(f'{metric.replace("_", " ")})
    plt.ylabel('Probabilidade Acumulada')
    plt.grid(True, linestyle='--', alpha=0.6)

    # Exemplo de linha para limite da norma IEEE 519 (5%)
    # Nota: Ajuste este valor conforme o limite específico para a sua rede.
    norm_limit = 5.0
    prob_under_limit = df[df[metric] <= norm_limit]['Prob_Norm'].sum()
    plt.axvline(norm_limit, color='red', linestyle='--', label=f'Limite da Norma
({norm_limit:.1f}%)')
    plt.axhline(prob_under_limit, color='red', linestyle=':', xmax=norm_limit/plt.xlim()[1],
label=f'Prob. < {norm_limit:.1f} %: {prob_under_limit:.2%}')
    plt.legend()
    plt.savefig(os.path.join(output_folder, f'cdf_{metric}.png'))
    plt.close()
if __name__ == "__main__":
    run_analysis()

```