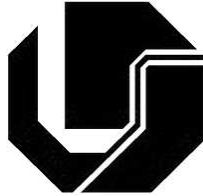


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



GUSTAVO PAULINO DAYRELL

**Uma contribuição dos impactos do carregamento de veículos elétricos em redes de  
distribuição: análise técnica e uma proposta tarifária para mitigação**

Uberlândia

2026

GUSTAVO PAULINO DAYRELL

**Uma contribuição dos impactos do carregamento de veículos elétricos em redes de  
distribuição: análise técnica e uma proposta tarifária para mitigação**

Dissertação de Mestrado apresentado à  
Faculdade de engenharia elétrica da  
Universidade Federal de Uberlândia como parte  
dos requisitos necessários para obtenção do  
título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia  
Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Paulo Henrique Oliveira  
Rezende

Uberlândia

2026

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU  
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

D275 Dayrell, Gustavo Paulino, 2000-  
2026 Uma contribuição dos impactos do carregamento de veículos elétricos em redes de distribuição: análise técnica e uma proposta tarifária para mitigação [recurso eletrônico] / Gustavo Paulino Dayrell. - 2026.

Orientador: Paulo Henrique Oliveira Rezende.  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia,  
Pós-graduação em Engenharia Elétrica.  
Modo de acesso: Internet.  
DOI <http://doi.org/10.14393/ufu.di.2026.36>  
Inclui bibliografia.  
Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. I. Rezende, Paulo Henrique Oliveira, 1987-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:  
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091  
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

GUSTAVO PAULINO DAYRELL

**Uma contribuição dos Impactos do Carregamento de Veículos Elétricos em Redes de  
Distribuição: Análise Técnica e uma Proposta Tarifária para Mitigação**

Dissertação de Mestrado apresentado à  
Faculdade de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Uberlândia como parte  
dos requisitos necessários para obtenção do  
título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia  
Elétrica

Uberlândia, 28 de janeiro de 2026

Banca Examinadora:

---

Paulo Henrique Oliveira Rezende – Prof. Dr. (UFU) – Orientador

---

Carlos Eduardo Tavares – Prof. Dr. (UFU)

---

Humberto Cunha de Oliveira – Prof. Dr. (IFRS)



## ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado, 815, PPGEELT				
Data:	Vinte e oito de janeiro de dois mil e vinte e seis	Hora de início:	9:00	Hora de encerramento:	11:30
Matrícula do Discente:	12312EEL003				
Nome do Discente:	Gustavo Paulino Dayrell				
Título do Trabalho:	Uma contribuição dos Impactos do Carregamento de Veículos Elétricos em Redes de Distribuição: Análise Técnica e uma Proposta Tarifária para Mitigação				
Área de concentração:	Sistemas de Energia Elétrica				
Linha de pesquisa:	Sistemas Elétricos de Potência				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Coordenador do projeto: Paulo Henrique Oliveira Rezende. Alocação Otimizada de Reatores Saturados Cabeça de Série em Redes de Distribuição Multirramais para Regulação da Tensão. Agência financiadora: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Coelba (“NEOENERGIA COELBA”). Número do processo na agência financiadora: 23117.006858/2023-71. Vigência do projeto: 21/06/2023 a 20/07/2026.				

Reuniu-se através de videoconferência, a Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta:

Doutores: Carlos Eduardo Tavares (UFU), Humberto Cunha de Oliveira (IFRS) e Paulo Henrique Oliveira Rezende, orientador do discente.

Iniciando os trabalhos o presidente da mesa, Dr. Paulo Henrique Oliveira Rezende, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato, agradeceu a presença do público, e concedeu ao discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos examinadores, que passaram a arguir o candidato. Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o candidato:

**APROVADO.**

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre. O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme, foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Humberto Cunha de Oliveira, Usuário Externo**, em 28/01/2026, às 11:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Henrique Oliveira Rezende, Professor(a) do Magistério Superior**, em 28/01/2026, às 11:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Eduardo Tavares, Professor(a) do Magistério Superior**, em 28/01/2026, às 11:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://www.sei.ufu.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **7009084** e o código CRC **3E291B51**.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Professor Dr. Paulo Henrique Oliveira Rezende, pela orientação dedicada neste trabalho, pela paciência, disponibilidade e pelas valiosas contribuições ao longo de todo o percurso acadêmico, fundamentais para o desenvolvimento desta dissertação.

À minha família, em especial à minha mãe e a minha irmã, Elaine Coelho Dayrell e Lavinya Lira Dayrell, pelo apoio emocional e afetivo ao longo dos últimos anos, bem como pelo constante incentivo aos meus estudos. Meu sincero agradecimento.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia (UFU), pelas contribuições acadêmicas e pela formação recebida ao longo desses anos.

Agradecimento especial a Ricardo de Oliveira Muniz Júnior, pela paciência, companheirismo e apoio incondicional ao longo dos últimos seis anos, sempre incentivando e contribuindo de forma significativa para minha trajetória profissional e acadêmica.

Ao meu amigo André Ribeiro, pelos quase nove anos de amizade que se mantêm, pelos diálogos, escutas e apoio constantes ao longo dessa caminhada.

Aos demais colegas e amigos do Programa de Pós-Graduação, que direta ou indiretamente contribuíram para esta trajetória acadêmica, meu muito obrigado.

Ao Instituto Federal do Triângulo Mineiro (IFTM), pela concessão da Ação de Desenvolvimento em Serviço, que possibilitou a dedicação necessária para a conclusão desta dissertação nos últimos meses.

Por fim, o presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES), Código de Financiamento 001.

## RESUMO

A crescente eletrificação da mobilidade e a expansão acelerada da geração distribuída fotovoltaica têm imposto novos desafios aos sistemas de distribuição de energia elétrica, especialmente no que se refere à qualidade da energia, à capacidade de hospedagem e ao gerenciamento da demanda. Nesse contexto, esta dissertação investiga, de forma sistemática, os impactos técnicos decorrentes da inserção de carregadores residenciais de veículos elétricos em um alimentador real proveniente da Base de Dados Geográficos da Distribuidora. O estudo concentra-se em carregadores do tipo 7 kW, predominantes em aplicações domésticas, e utiliza modelagem probabilística para representar o comportamento estocástico dos perfis de recarga. A metodologia desenvolvida integra o software *OpenDSS* ao ambiente *Python*, permitindo simulações Monte Carlo para diferentes níveis de penetração de VEs. São analisados indicadores essenciais para a operação do sistema, incluindo sobrecarga de transformadores, perdas técnicas, níveis de tensão e desequilíbrio entre fases. Os resultados evidenciam que a inserção simultânea de carregadores pode levar à violação de limites normativos, ocasionando elevação das perdas, redução dos perfis de tensão e sobrecarga em transformadores de baixa potência.

Além da análise técnica, a dissertação discute estruturas tarifárias aplicáveis à eletromobilidade, com ênfase nas tarifas horárias e em modelos internacionais voltados ao gerenciamento do carregamento. A partir dessa discussão, propõe-se uma estratégia de mitigação baseada no deslocamento da curva de probabilidade de início de carregamento para o período de maior irradiância solar. As simulações mostram que essa abordagem contribui para reduzir a demanda líquida da rede, aliviar o carregamento dos transformadores e melhorar os níveis de tensão, ampliando a capacidade de hospedagem de VEs.

Os resultados obtidos demonstram a relevância do gerenciamento tarifário e reforçam a necessidade de estratégias coordenadas para a integração sustentável da mobilidade elétrica em redes de distribuição.

**Palavras-chave:** Veículos elétricos; Qualidade da energia; Redes de distribuição; Sobrecarga; Tarificação dinâmica; Geração distribuída.



## ABSTRACT

The increasing electrification of transportation and the rapid expansion of photovoltaic distributed generation have introduced significant operational challenges to electric distribution networks, particularly regarding power quality, hosting capacity, and demand management. In this context, this dissertation systematically investigates the technical impacts associated with the integration of residential electric vehicle chargers into a real distribution feeder obtained from the Geographic Database of the Utility. The study focuses on 7 kW residential chargers, which are predominant in domestic applications, and employs a probabilistic modeling approach to represent the stochastic behavior of EV charging profiles.

The proposed methodology integrates the OpenDSS software with the Python environment, enabling Monte Carlo simulations for different levels of EV penetration. Key operational indicators are analyzed, including transformer overloading, technical losses, voltage profiles, and phase imbalance. The results show that the simultaneous penetration of EV chargers can lead to violations of regulatory limits, increasing system losses, reducing voltage levels, and causing overloading in low-capacity transformers.

Beyond the technical assessment, this dissertation discusses tariff structures applicable to electromobility, with emphasis on Time-of-Use pricing models and international charging strategies. Based on this analysis, a mitigation strategy is proposed by shifting the probability distribution of charging start times toward periods of higher solar irradiance. The simulations demonstrate that this approach reduces net feeder demand, alleviates transformer loading, improves voltage profiles, and increases the system's EV hosting capacity.

The findings highlight the importance of tariff-driven demand management and reinforce the need for coordinated strategies to support the sustainable integration of electric mobility into distribution networks.

**Keywords:** Electric vehicles; Power quality; Distribution networks; Transformer loading; Dynamic tariff; Distributed generation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Quantidade de conexões por ano de GD .....	30
Figura 2 – Potência instalada de geração distribuída do tipo Solar .....	31
Figura 3 – Curva de Pato da Califórnia .....	32
Figura 4 - (a) Desenho esquemático de um circuito secundário de baixa tensão e (b) diagrama fasorial de queda de tensão.....	33
Figura 5 - Tipos de veículos elétricos.....	36
Figura 6 – Vendas de carros elétricos Mundial .....	36
Figura 7 – Vendas de carros elétricos Brasil .....	37
Figura 8 - Soquete e conector tipo 1 .....	40
Figura 9 - Soquete e conector tipo 2.....	40
Figura 10 - Soquete e conector CHAdeMO .....	40
Figura 11 - Soquete e conector tesla.....	41
Figura 12 - Estações de carregamento on-board e off-board.....	42
Figura 13 - Corrente harmônica dos veículos elétricos .....	43
Figura 14 – Perfil de tensão.....	45
Figura 15 - Projeções de veículos elétricos para a cidade de Poços de Caldas .....	47
Figura 16 - Distribuição de probabilidade da duração do carregamento.....	52
Figura 17 - Distribuição da probabilidade do início do carregamento .....	52
Figura 18 – Fluxograma do perfil de inserção de veículos elétricos .....	54
Figura 19 – Curva de probabilidade de início de recarga do veículo elétrico .....	55
Figura 20 – Curva de geração solar fotovoltaica.....	57
Figura 21 - Sistema de distribuição BDGD.....	58
Figura 22 - Curva de carga do consumidor tipo residencial RES-TIPO7_DU .....	59
Figura 23 - Perdas totais no sistema antes da alteração da curva de probabilidade .....	66
Figura 24 - Análise da tensão em regime permanente de 4 barras do sistema antes da alteração da curva de probabilidade.....	67
Figura 25 - Sobrecarga no Transformador TRF_315ET000553949A antes da alteração da curva de probabilidade .....	69
Figura 26 – Desequilíbrio no Transformador TRF_315ET000553949A antes da alteração da curva de probabilidade.....	70
Figura 27 - Sobrecarga no Transformador TRF_315ET005563189A antes da alteração da curva de probabilidade .....	72

Figura 28 - Desequilíbrio no Transformador TRF_315ET005563189A antes da alteração da curva de probabilidade.....	74
Figura 29 - Sobrecarga no Transformador TRF_315ET000550199A antes da alteração da curva de probabilidade .....	76
Figura 30 - Desequilíbrio no Transformador TRF_315ET000550199A antes da alteração da curva de probabilidade.....	77
Figura 31 - Sobrecarga no TRF_315ET000552949A antes da alteração da curva de probabilidade .....	79
Figura 32 - Desequilíbrio no TRF_315ET000552949A antes da alteração da curva de probabilidade .....	80
Figura 33 - Sobrecarga no TRF_315ET000550179A antes da alteração da curva de probabilidade .....	82
Figura 34 - Desequilíbrio no TRF_315ET000550179A antes da alteração da curva de probabilidade .....	83
Figura 35 - Comparação das Tarifas de Uso de Tempo (TOU) .....	89
Figura 36 - Proposta de modelo tarifário com incentivo solar para grupo B .....	95
Figura 37 - Curva de probabilidade de início de recarga deslocado .....	96
Figura 38 - Perdas totais no sistema após a alteração da curva de probabilidade .....	98
Figura 39 - Análise da tensão em regime permanente 4 barras antes da alteração da curva de probabilidade e após alteração da curva de probabilidade .....	100
Figura 40 - Impacto da penetração de VEs no Transformador TRF_315ET000553949A após a alteração da curva de probabilidade .....	102
Figura 41 - Impacto da penetração de VEs no Transformador TRF_315ET005563189A após a alteração da curva de probabilidade .....	103
Figura 42 - Impacto da penetração de VEs no Transformador TRF_315ET000550199A após a alteração da curva de probabilidade Gráficos.....	105
Figura 43 - Impacto da penetração de VEs no Transformador TRF_315ET000552949A após a alteração da curva de probabilidade .....	106
Figura 44 - Impacto da penetração de VEs no Transformador TRF_315ET000550179A após a alteração da curva de probabilidade .....	108
Figura 45 - Tensão diária em pu ao longo do alimentador dos 4 casos estudados antes e depois da alteração da curva de probabilidade.....	121

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Mudança na potência instalada e comparação dos valores de compensação .....	29
Tabela 2.2 - Tipos e características de recarga .....	38
Tabela 2.3 - Tipos de Carregamento de carros elétricos .....	39
Tabela 2.4 - Capacidade de hospedagem dos transformadores 5950, 5741 e 6678 para carregadores do tipo 3,6kW e 7,0kW .....	46
Tabela 3.1 - Harmônico de corrente do carregador .....	55
Tabela 3.2 - Caracterização das Cargas do Sistema segundo o Tipo de Curva de Carga .....	58
Tabela 3.3- Distribuição da Potência Nominal, Quantidade e Percentual de Transformadores da Rede .....	59
Tabela 4.1 - Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão .....	65
Tabela 4.2 - Indicadores operacionais do transformador TRF_315ET000550179A sob diferentes níveis de penetração de veículos elétricos .....	84
Tabela 5.1 - Tarifa horária para VEs .....	91

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIE	Agência Internacional de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDGD	Base de Dados Geográficos da Distribuidora
BEV	Veículo Elétrico a Bateria (Battery Electric Vehicle)
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COM	<i>Communication</i>
DHT	Distorção Harmônica Total (Total Harmonic Distortion – THD)
FD	Fator de Desequilíbrio
FCEV	Veículo Elétrico a Célula de Combustível (Fuel Cell Electric Vehicle)
HEV	Veículo Híbrido Elétrico (Hybrid Electric Vehicle)
IND	Industrial
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IP	Iluminação Pública
MMGD	Microgeração e Minigeração Distribuída
MT	Média Tensão
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PHEV	Veículo Elétrico Híbrido Plug-in (Plug-in Hybrid Electric Vehicle)
PL	Projeto de Lei
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PP	<i>Proximity Pilot</i>
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RES	Residencial
RUR	Rural
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SOC	Estado de Carga (State of Charge)
SP	Serviço Público
TOU	Tarifa Horária / Time-of-Use
UC	Unidade Consumidora
VE	Veículo Elétrico
V2G	Vehicle-to-Grid (Veículo para a Rede)

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	17
1.1	<b>Contextualização .....</b>	<b>17</b>
1.2	<b>Revisão bibliográfica .....</b>	<b>20</b>
1.2.1	Integração de geração distribuída em sistemas de distribuição .....	20
1.2.2	Integração de carregamento de veículos elétricos em sistemas de distribuição .....	21
1.2.3	Estruturas tarifárias para carregamento de veículos elétricos.....	23
1.3	<b>Objetivos e contribuições .....</b>	<b>24</b>
1.4	<b>Estrutura da dissertação .....</b>	<b>24</b>
2	ESTADO DA ARTE .....	27
2.1	<b>Considerações Iniciais .....</b>	<b>27</b>
2.2	<b>Geração distribuída .....</b>	<b>27</b>
2.2.1	Energia solar fotovoltaica .....	30
2.2.2	Impactos da geração distribuída na rede de distribuição .....	31
2.3	<b>Veículos elétricos e infraestrutura de carregamento.....</b>	<b>35</b>
2.3.1	Definições e características de veículos elétricos .....	35
2.3.2	Infraestrutura e modalidades de carregamento .....	37
2.3.3	Tipos de conectores e padrões de carregamento.....	39
2.3.4	Impactos da mobilidade elétrica na rede de distribuição no que se refere a qualidade de energia elétrica.....	42
2.4	<b>Considerações Finais .....</b>	<b>48</b>
3	MODELAGEM COMPUTACIONAL.....	50
3.1	<b>Considerações Iniciais .....</b>	<b>50</b>
3.2	<b>Modelagem dos veículos elétricos .....</b>	<b>50</b>
3.3	<b>Modelagem da geração distribuída .....</b>	<b>56</b>
3.4	<b>Sistema de distribuição estudado .....</b>	<b>57</b>
3.5	<b>Considerações Finais .....</b>	<b>60</b>
4	ANÁLISES E RESULTADOS.....	62
4.1	<b>Considerações Iniciais .....</b>	<b>62</b>
4.2	<b>Metodologia para análise dos indicadores analisados .....</b>	<b>63</b>
4.2.1	Análise das perdas técnicas no sistema .....	63
4.2.2	Análise da sobrecarga no transformador .....	63
4.2.3	Análise da tensão em regime permanente por meio de medidores.....	64

4.2.4	Análise do desequilíbrio de tensão no transformador.....	64
<b>4.3</b>	<b>Análise dos resultados obtidos .....</b>	<b>65</b>
4.3.1	Análise das perdas técnicas no sistema antes da alteração da curva de probabilidade.	65
4.3.2	Análise da tensão em regime permanente 4 barras aleatórias da baixa tensão.....	67
4.3.3	Análise da sobrecarga e desequilíbrio do transformador TRF_315ET000553949A com potência de 30kVA antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento .	68
4.3.4	Análise da sobrecarga e desequilíbrio do transformador TRF_315ET005563189A com potência de 45kVA antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento .	72
4.3.5	Análise da sobrecarga e desequilíbrio TRF_315ET000550199A com potência de 75 kVA antes da alteração de curva de probabilidade de início de carregamento .....	75
4.3.6	Análise da sobrecarga e desequilíbrio TRF_315ET000552949A com potência de 75 kVA antes da alteração de curva de probabilidade de início de carregamento .....	78
4.3.7	Análise da sobrecarga e desequilíbrio TRF_315ET000550179A com potência de 150kVA antes da alteração de curva de probabilidade de início de carregamento .....	81
<b>4.4</b>	<b>Considerações Finais .....</b>	<b>84</b>
<b>5</b>	<b>MODELOS TARIFÁRIOS E INCENTIVOS PARA CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS .....</b>	<b>87</b>
<b>5.1</b>	<b>Considerações Iniciais .....</b>	<b>87</b>
5.1.1	Modelos de faturamento por País .....	87
<b>5.2</b>	<b>Estruturas tarifárias específicas para veículos elétricos .....</b>	<b>89</b>
<b>5.3</b>	<b>Proposta de aplicação no Brasil uma nova modalidade de consumidor.....</b>	<b>92</b>
<b>5.4</b>	<b>Considerações Finais .....</b>	<b>96</b>
<b>6</b>	<b>ANÁLISE E RESULTADOS APÓS ALTERAÇÃO DA CURVA DE PROBABILIDADE .....</b>	<b>98</b>
<b>6.1</b>	<b>Considerações iniciais.....</b>	<b>98</b>
<b>6.2</b>	<b>Análise dos resultados obtidos após alteração da curva de probabilidade .....</b>	<b>98</b>
6.2.1	Análise das perdas técnicas no sistema após a alteração da alteração da curva de probabilidade .....	98
6.2.2	Análise da tensão em regime permanente nas 4 barras aleatórias no sistema após a alteração da curva de probabilidade .....	100
6.2.3	Análise da sobrecarga e desequilíbrio no transformador TRF_315ET000553949A com potência de 30kVA com a curva de probabilidade de início de carregamento deslocada.....	101
6.2.4	Análise da sobrecarga e desequilíbrio no transformador TRF_315ET005563189A com potência de 45kVA com a curva de probabilidade de início de carregamento deslocada.....	103

6.2.5	Análise da sobrecarga e desequilíbrio no transformador TRF_315ET000550199A com potência de 75 kVA com a curva de probabilidade de início de carregamento deslocada.....	104
6.2.6	Análise da sobrecarga e desequilíbrio no transformador TRF_315ET000552949A com potência de 75 kVA com a curva de probabilidade de início de carregamento deslocada.....	106
6.2.7	Análise da sobrecarga e desequilíbrio no transformador TRF_315ET000550179A com potência de 150kVA com a curva de probabilidade de início de carregamento deslocada....	108
<b>6.3</b>	<b>Considerações Finais .....</b>	<b>109</b>
7	CONCLUSÕES GERAIS.....	112
	REFERÊNCIAS .....	115
	APENDICE A. TENSÃO NAS 3548 BARRAS DE BAIXA TENSÃO AO LONGO DO ALIMENTADOR, CENÁRIOS DE 300VE, 600 VE, 900VE E 1200VE ANTES DA ALTERAÇÃO DA CURVA .....	121



## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 Contextualização

Com o crescente incentivo à geração de energia elétrica a partir de fontes sustentáveis, impulsionado, sobretudo, pelos debates globais sobre proteção ambiental e pela necessidade de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, intensificam-se os desafios relacionados à inserção de novas tecnologias no setor elétrico. Nesse cenário, torna-se fundamental desenvolver soluções que ampliem a oferta de energia ao mesmo tempo em que minimizam os impactos ambientais e promovem uma transição energética mais limpa e eficiente [1]. Logo, surge a necessidade de adoção de novas tecnologias de geração de energia elétrica, como a solar fotovoltaica, a eólica e a biomassa, que vêm ganhando destaque no cenário global. Essas fontes renováveis buscam atender às demandas por uma matriz energética mais limpa e de menor impacto ambiental, alinhando-se aos compromissos firmados em acordos climáticos internacionais e às metas de transição para um modelo energético ecologicamente sustentável [2], [3].

Além dos desafios associados à integração de tecnologias de geração sustentável, torna-se fundamental garantir a operação eficiente e segura dos sistemas elétricos. Nesse contexto, é imprescindível assegurar que parâmetros como tensão, corrente, frequência e forma de onda permaneçam dentro dos limites estabelecidos pelas normas técnicas, de modo a assegurar o funcionamento adequado dos equipamentos conectados à rede. Assim, mais do que adaptar o sistema às particularidades inerentes às novas fontes de energia, é necessário garantir que a qualidade da energia entregue aos consumidores esteja em conformidade com os padrões regulatórios vigentes.

No Brasil, a energia solar fotovoltaica passou a ganhar destaque como uma das principais alternativas de fonte renovável a partir da publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esse marco regulatório instituiu oficialmente o sistema de compensação de energia elétrica e consolidou a Geração Distribuída (GD) como um componente estratégico da matriz energética nacional. Desde então, a energia solar vem se firmando como protagonista no cenário brasileiro, impulsionada pelas condições climáticas favoráveis e por um dos mercados mais promissores da América Latina para essa tecnologia [4].

A evolução normativa do setor elétrico brasileiro no que se refere à Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) teve como ponto de inflexão a publicação da Resolução Normativa nº 687/2015, que promoveu alterações significativas na Resolução Normativa nº 482/2012. Diante dessas mudanças, a ANEEL estabeleceu um cronograma para avaliar os seus impactos e encaminhar uma revisão estruturada até 31 de dezembro de 2019. Nos anos de 2018

e 2019, esse processo foi amplamente debatido por meio de consultas públicas, envolvendo consumidores, agentes do setor, especialistas e instituições representativas.

Diante da necessidade de estabelecer um marco legal mais abrangente para orientar a expansão da MMGD no país, foi apresentado o Projeto de Lei nº 5.829/2019, que passou a tramitar paralelamente aos esforços da ANEEL para promover uma revisão definitiva da REN 482/2012. Em março de 2021, a agência publicou um esboço preliminar da nova resolução, sinalizando o início de uma etapa decisiva no processo de atualização e consolidação do arcabouço regulatório da geração distribuída no Brasil [4].

Em um desdobramento decisivo, o Projeto de Lei nº 5.829/2019 foi aprovado pelo Senado Federal em 16 de dezembro de 2021. Na sequência, em 5 de janeiro de 2022, o texto foi sancionado pelo Presidente da República, convertendo-se na Lei nº 14.300/2022, que instituiu o Marco Legal da MMGD. A lei foi promulgada em 6 de janeiro e publicada no Diário Oficial da União em 7 de janeiro de 2022. No ano seguinte, em fevereiro de 2023, a ANEEL regulamentou suas disposições por meio da Resolução Normativa nº 1.059/2023, que complementou e atualizou a REN nº 1.000/2021, consolidando as mudanças estruturais no arcabouço regulatório da micro e minigeração distribuída no Brasil [4].

Nos anos vindouros, à medida que a geração solar fotovoltaica continua a se expandir pelo território brasileiro, espera-se que ela se consolide como um dos principais componentes da matriz elétrica nacional [4]. A expressiva redução dos custos associados às tecnologias fotovoltaicas ao longo da última década tem contribuído para fortalecer esse cenário, tornando cada vez mais favorável a adoção e a implementação de sistemas solares em larga escala.

Contudo, o sistema de distribuição brasileiro tem enfrentado desafios significativos diante do aumento da geração distribuída, especialmente no que se refere ao despacho excedente de energia e às consequentes inversões de fluxo de potência. Historicamente, os sistemas de distribuição foram concebidos para operar com fluxo unidirecional, da geração centralizada para as cargas. Com a inserção de GD, esse padrão é alterado, podendo ocorrer fluxo de potência no sentido contrário ao originalmente previsto. Essa condição afeta múltiplos aspectos operacionais, repercutindo no aumento ou redistribuição das perdas elétricas, na confiabilidade do fornecimento, na qualidade da energia e, de forma particularmente crítica, no desempenho e na coordenação dos sistemas de proteção [5].

À luz dos desafios associados à sustentabilidade ambiental, reconhece-se que os automóveis convencionais movidos a combustíveis fósseis emitem gases poluentes que contribuem tanto para o aquecimento global quanto para a degradação da qualidade do ar. Em contraposição a esse cenário, os Veículos Elétricos (VEs) têm se destacado por não emitirem

CO<sub>2</sub> durante o uso, configurando-se como uma alternativa ambientalmente mais favorável, sobretudo quando sua recarga é associada a fontes renováveis de energia [3].

Diante desse panorama, observa-se que um número cada vez maior de países tem implementado políticas públicas destinadas a incentivar a adoção de veículos elétricos. Essas iniciativas têm se mostrado eficazes, conforme apontado em relatório recente da Agência Internacional de Energia (AIE). Segundo a instituição, a participação global de veículos elétricos, que era inferior a 2% ao final de 2022, poderá alcançar cerca de 10% da frota mundial até 2030 [6].

Esta projeção, considerada conservadora, implica uma demanda estimada em 570 TWh para suprir a totalidade dessa frota de carros elétricos. Essa cifra representa mais de 2% da demanda mundial registrada em 2021. Para se ter uma ideia das proporções, a produção de energia elétrica no Brasil em 2022 foi de carga de 677,1 TWh [6], [7].

Esses dados ressaltam a magnitude do desafio e a necessidade de preparar as infraestruturas elétricas globais para a crescente demanda associada à expansão de veículos elétricos. Um desses desafios reside na necessidade de atender a demanda energética ampliada, levando em consideração principalmente a imperatividade no mercado de proporcionar carregamentos rápidos para VEs, os quais demandam consideráveis potências elétricas na rede de distribuição, além da característica não linear da carga [8].

Frente à constante expansão do número de Unidades Consumidoras (UC) que integram sistemas de recarga para VEs e GDs do tipo solar fotovoltaica, esta pesquisa tem como objetivo principal explicar a respeito do marco regulatório da GD no país, os principais impactos dos carregadores de VEs frente alguns indicadores de qualidade de energia elétrica instalados na rede de distribuição, além de alguns tipos de tarifação de carregamento de VEs nos principais países, e possíveis soluções para a grande expansão desenfreada dos carregadores na rede de distribuição.

Além disso, propõe-se um método de tarifação dinâmica que considere, de forma integrada, os períodos de maior geração distribuída e os momentos de carregamento simultâneo de veículos elétricos. Tal abordagem busca mitigar tanto os impactos associados às inversões de fluxo provocadas pela GD quanto os efeitos relacionados à qualidade de energia decorrentes do uso de carregadores residenciais. O objetivo central deste estudo é responder à crescente demanda de unidades consumidoras com infraestrutura de recarga para VEs, promovendo melhorias na eficiência operacional do sistema elétrico e favorecendo práticas de geração e consumo mais adequadas às condições reais da rede.

## 1.2 Revisão bibliográfica

A transição energética no setor elétrico tem sido marcada por dois movimentos simultâneos: a expansão acelerada da GD, sobretudo a solar fotovoltaica, e o crescimento contínuo da frota de VEs. Ambos os fenômenos modificam de maneira profunda o perfil de demanda das redes de distribuição, introduzindo novos padrões de consumo, injeção e variabilidade temporal. Como consequência, surgem desafios operacionais relacionados à capacidade de hospedagem, qualidade da energia (QEE), planejamento da expansão e definição de mecanismos tarifários adequados.

Desta forma, a literatura internacional e nacional tem avançado na proposição de metodologias para analisar o impacto técnico do carregamento de VEs, desenvolver estratégias de gerenciamento de carga, explorar a complementaridade com fontes renováveis e propor modelos tarifários que incentivem comportamentos de consumo mais eficientes. Este capítulo apresenta uma revisão sistematizada desses temas, estruturada em três eixos: (i) integração de geração distribuída; (ii) integração do carregamento de VEs; e (iii) estruturas tarifárias aplicáveis à eletromobilitade. A revisão fornece o embasamento teórico necessário para a modelagem adotada na presente dissertação e para a proposta de tarifação dinâmica discutida nos capítulos seguintes.

### 1.2.1 Integração de geração distribuída em sistemas de distribuição

A inserção de unidades de GDs em especial aquelas oriundas de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica e a eólica, tem se expandido de forma significativa nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) no Brasil. Esse avanço é resultado da conjugação de políticas públicas de incentivo, do amadurecimento tecnológico e de marcos regulatórios que favorecem a participação do consumidor-gerador no setor elétrico nacional. Nesse contexto, observa-se um crescimento expressivo da capacidade instalada de geração fotovoltaica: entre janeiro de 2022 e janeiro de 2024, a potência adicionada passou de 9,7 GW para 26,4 GW, correspondendo a uma taxa média de expansão em torno de 65% ao ano [9].

A principal vantagem associada à geração distribuída está relacionada à sua proximidade com os centros de consumo, característica que contribui para a redução das perdas elétricas ao longo do sistema e possibilita o adiamento de investimentos em expansão da infraestrutura convencional [10]. Por outro lado, a expansão acelerada dessa modalidade de geração também traz consigo desafios técnicos de grande relevância, tais como:

- I. Fluxo reverso de potência, que ocorre quando a energia injetada em níveis de baixa tensão supera o consumo local, resultando em fluxo contrário em direção às subestações [11].
- II. Sobretensões, decorrentes tanto do fluxo reverso quanto da intermitência característica da geração fotovoltaica, podendo levar à ultrapassagem dos limites de operação estabelecidos em normas como o PRODIST [11].
- III. Desequilíbrios de tensão e distorções harmônicas, frequentemente associados à conexão de sistemas monofásicos e ao uso de conversores eletrônicos, comprometendo a QEE [11].
- IV. Inadequação dos dispositivos de proteção, os quais podem falhar ou atuar de forma indevida diante de condições de fluxo reverso, reduzindo a confiabilidade do sistema [11].

Resultados de simulações realizadas em sistemas de teste IEEE de 13 e 8500 barras, utilizando o software *OpenDSS*, evidenciam que a integração de geração distribuída pode contribuir para a mitigação de desequilíbrios de tensão, alcançando reduções de até 19%. Além disso, observou-se a possibilidade de suporte à injeção de energia em níveis expressivos, a exemplo de 3,54 MW no sistema IEEE de 13 barras, sem a ocorrência de fluxo reverso [12].

Adicionalmente, a incorporação de sistemas de armazenamento de energia, notadamente baterias, tem se mostrado uma alternativa relevante para potencializar o aproveitamento da geração renovável. Esses dispositivos possibilitam o balanceamento temporal entre produção e consumo, contribuindo para o alívio da rede elétrica e para uma operação mais estável do sistema [13].

Por fim, os aspectos regulatórios exercem papel determinante na expansão da geração distribuída. No caso brasileiro, destaca-se a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, a qual instituiu o sistema de compensação de energia elétrica para consumidores-geradores. Esse marco regulatório representou um incentivo econômico relevante, estimulando a adoção de fontes renováveis no âmbito da geração distribuída [10].

### **1.2.2 Integração de carregamento de veículos elétricos em sistemas de distribuição**

Nos últimos anos, a crescente integração de VEs no SDEE tem motivado operadores e sistemas de distribuição a buscar estratégias que facilitem essa integração de maneira eficiente. No entanto, o fenômeno de carga imediata dos veículos ao se conectarem à rede de distribuição pode acarretar problemas como congestionamento de linhas, aumento de perdas e violação dos limites operacionais do sistema [14]. Diante disso, é do interesse dos operadores do sistema mitigar esses impactos, e uma alternativa viável é o gerenciamento do carregamento dos VEs, coordenando tanto o tempo quanto a potência de carregamento para garantir a operação

adequada do sistema. Como destacado por [15], a crescente adoção de VEs demanda estudos específicos como por exemplo: O impacto de carregamento de VEs no sistema de distribuição, possíveis estratégias de gerenciamento para períodos de carregamento, além de aproveitamento de geração renováveis para carregamento de VEs.

Assim sendo, várias metodologias têm sido propostas para integrar essa tecnologia de forma a minimizar os impactos na operação. Por exemplo, em [16] apresentaram uma estratégia baseada no conceito de região carregável de Veículos Elétricos, visando determinar a máxima demanda de carregamento de VEs que cada nó do Sistema de Distribuição pode suportar, mantendo os limites operacionais. Custos de compensação aos proprietários por atrasos no carregamento dos VEs também foram considerados. O problema foi formulado como um modelo de otimização robusta de dois estágios, onde o primeiro estágio determina os horários e a potência de carregamento dos veículos, e o segundo estágio avalia a viabilidade da solução proposta e a reação do Sistema de Distribuição por meio de uma análise de pior caso, considerando diferentes níveis de penetração de VEs de até 20% em cada barra.

Na referência [17] desenvolveram uma metodologia para otimizar a integração de VEs no SDEE, com foco em determinar os valores marginais para aumentar a demanda e a geração em diferentes barras da rede sem violar os limites operacionais. A formulação do trabalho baseou-se em uma análise de sensibilidade para avaliar o impacto de injetar ou consumir potência em barras específicas, considerando a capacidade máxima que elas podem suportar. Os resultados demonstraram que o algoritmo garante a operação segura da rede, atendendo simultaneamente aos requisitos de carga dos proprietários de VEs.

Por sua vez em [18] propuseram uma estratégia para avaliar o impacto do aumento da penetração de VEs em SDEEs, considerando diferentes níveis de penetração para analisar a capacidade máxima de carga que a rede pode suportar, garantindo a operação segura do sistema. Os resultados numéricos indicaram que, ao considerar limites de tensão, a capacidade máxima de penetração de VEs foi de 50%, enquanto a consideração de restrições de potência nominal dos circuitos e características dos condutores resultou em uma capacidade máxima de 20%.

Em [19] propuseram um método probabilístico para determinar a capacidade máxima de penetração de VEs em um SDEE. Inicialmente, a proposta estabeleceu o carregamento dos VEs por meio de uma análise probabilística, utilizando um fluxo de potência estocástico para analisar a máxima penetração de VEs que o SDEE pode suportar. Os resultados indicaram que é possível determinar a capacidade máxima de penetração de VEs coordenando seu carregamento por meio de um método probabilístico.

Por fim, em [20] apresentaram um método para aumentar a capacidade de penetração de VEs no SDEE, baseado em uma estratégia de resposta à demanda. Essa proposta estimou a capacidade de forma apropriada, considerando o perfil de carga dos VEs e estabelecendo um controle de carga para aproveitar os horários de menor demanda e maior geração. Os resultados numéricos demonstraram que a implementação dessa estratégia pode aumentar significativamente a capacidade de penetração de VEs.

Apesar dos esforços, atualmente, vem se encontrando problemas relacionados aos principais indicadores de qualidade de energia, dentro os indicadores violados, podem ser citados os de sobrecarga nos transformadores e cabos, distorções harmônicas totais e desequilíbrio e subtensões.

### **1.2.3 Estruturas tarifárias para carregamento de veículos elétricos**

Do ponto de vista operacional, o carregamento residencial apresenta-se como a alternativa mais prática para a maioria dos usuários, pois a recarga das baterias no período noturno, além de garantir plena autonomia no início do dia, coincide com os horários de menor demanda do sistema elétrico, reduzindo impactos imediatos sobre a rede de distribuição.

No entanto, apesar dos incentivos à adoção de veículos elétricos e do custo operacional inferior em comparação aos veículos a combustão interna, é inevitável que o consumo de energia elétrica aumente proporcionalmente ao uso desses veículos. Diante disso, torna-se essencial identificar estratégias para mitigar o impacto econômico associado à recarga, buscando soluções que otimizem o uso da rede e reduzam os custos de operação para o consumidor e para o sistema elétrico.

Visando atender à crescente demanda por energia elétrica associada à eletromobilidade e mitigar os impactos nos horários de pico, diversas concessionárias e agentes do setor têm desenvolvido estruturas tarifárias diferenciadas voltadas aos proprietários de veículos elétricos. Em geral, tais tarifas apresentam valores unitários reduzidos no período noturno, favorecendo a transferência da recarga para momentos de baixa demanda do sistema.

Ademais, observa-se a adoção de estratégias complementares de incentivo, como o oferecimento de recarga gratuita ou de baixo custo em estabelecimentos comerciais. Essa prática, já amplamente difundida em países europeus, é exemplificada por redes varejistas como Lidl, Auchan e Ikea, que disponibilizam pontos de carregamento durante o tempo de permanência dos clientes. Essas iniciativas, além de integrarem aspectos econômicos, ambientais e de conveniência ao uso cotidiano dos veículos elétricos, foram pioneiras na oferta de recarga acessível e se consolidaram como casos reais de tarifação diferenciada em mercados

competitivos. Tais estratégias também evidenciam a integração entre mobilidade elétrica e o setor varejista, exercendo influência direta sobre o comportamento do consumidor e contribuindo para a modificação da curva de carregamento dos VEs [21].

### **1.3 Objetivos e contribuições**

Diante da problemática apresentada, o objetivo central desta dissertação é analisar, de forma sistemática e aprofundada, os impactos decorrentes da inserção de carregadores para veículos elétricos em redes de distribuição, utilizando como estudo de caso um alimentador real proveniente da Base de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD). A pesquisa concentra-se especificamente nos carregadores instalados em unidades consumidoras do Grupo B, com potência nominal de 7 kW, por se tratar do modelo mais recorrente em aplicações residenciais e de implementação simplificada no contexto brasileiro.

Nesse escopo, busca-se avaliar as implicações dessa nova demanda sobre o desempenho operacional do sistema elétrico, considerando indicadores essenciais tais como sobrecarga de transformadores, perfis de tensão, elevação das perdas técnicas e eventuais inversões de fluxo efeitos estes intensificados pela simultaneidade de carregamento. A análise pretende, assim, fornecer subsídios técnicos que permitam compreender a magnitude desses impactos e contribuir para o planejamento e operação mais eficiente das redes de distribuição diante da crescente eletrificação do setor de transportes, sendo eles:

- I. Impactos dos carregados na qualidade de energia;
- II. Análise dos indicadores de qualidade de tensão;
- III. Análise da sobrecarga dos transformadores;
- IV. Análise das perdas ativas do sistema;
- V. Proposta de uma tarifação dinâmica que tem como principal característica influenciar na curva de probabilidade de início de carregamento dos veículos elétricos;
- VI. Análise dos resultados após a alteração da curva de probabilidade de início de carregamento do veículo elétrico.

### **1.4 Estrutura da dissertação**

Além da seção introdutória, a presente dissertação segue a seguinte estrutura:

## **Capítulo II – Estado da arte**

O capítulo II apresenta uma revisão do estado da arte sobre a transição energética no setor elétrico, com foco na integração da geração distribuída, especialmente a solar fotovoltaica, e dos veículos elétricos. A análise contempla aspectos técnicos, regulatórios e econômicos, destacando os impactos dessas tecnologias sobre a operação e a qualidade da energia em redes de distribuição. A revisão está estruturada em três eixos: o enquadramento regulatório e a



evolução da GD; as características e perspectivas de adoção dos VEs e sua infraestrutura de carregamento; e os efeitos da mobilidade elétrica sobre os sistemas de distribuição, evidenciando desafios e oportunidades associados à sua expansão.

### **Capítulo III – Modelagem computacional e metodologia**

O capítulo III descreve o modelo computacional desenvolvido para a análise dos impactos da inserção de VEs em redes de distribuição. O modelo foi implementado no ambiente *OpenDSS*, integrado ao *Python*, contemplando a representação estocástica dos perfis de recarga, a modelagem técnica da rede e a realização de simulações dinâmicas em diferentes níveis de penetração. Essa estrutura permite avaliar parâmetros operacionais como tensões, sobrecargas e perdas técnicas, fornecendo subsídios para estudos de capacidade de hospedagem e para a proposição de estratégias de mitigação. Nas seções seguintes, são detalhados os procedimentos de modelagem adotados para os VEs, a rede de distribuição, a geração distribuída e o processo de simulação.

### **Capítulo IV – Análise dos resultados**

O capítulo IV apresenta a análise dos principais indicadores técnicos do sistema de distribuição frente à inserção de veículos elétricos. São avaliados quatro aspectos centrais: perdas técnicas, que refletem a eficiência energética da rede; sobrecarga em transformadores, considerando sua importância como pontos críticos de suprimento; níveis de tensão em baixa tensão, relacionados à qualidade e conformidade regulatória; e distorções harmônicas, associadas ao uso de carregadores não lineares. A partir desses indicadores, busca-se identificar violações operacionais e discutir os impactos da mobilidade elétrica sobre o desempenho e a confiabilidade do sistema de distribuição.

### **Capítulo V – Modelos tarifários e incentivos para carregamento de veículos elétricos.**

O capítulo V aborda o papel do faturamento da energia elétrica no setor elétrico, destacando sua função não apenas como mecanismo de arrecadação, mas também como instrumento de sinalização econômica capaz de influenciar o consumo, a adoção de tecnologias e a integração de novas fontes de energia. No atual contexto de transição energética, em que crescem a participação de renováveis e a difusão de VEs e sistemas de armazenamento, o desenho tarifário adquire importância estratégica. São discutidos diferentes modelos de tarifação adotados internacionalmente, com ênfase nas tarifas horárias (Time-of-Use – TOU) e em modalidades específicas para carregamento de VEs, a fim de avaliar como tais mecanismos

podem favorecer a gestão da demanda, a integração da mobilidade elétrica e a construção de redes de distribuição mais eficientes e sustentáveis.

### **Capítulo VI – Análises e resultados após alteração da curva de probabilidade**

Com o intuito de avaliar estratégias de mitigação para a inserção crescente de veículos elétricos, o capítulo VI propõe-se nesta etapa o deslocamento da curva de probabilidade de início de carregamento para o período de maior irradiância solar. A escolha se justifica pela expectativa de que a geração fotovoltaica distribuída, mais intensa nas horas de insolação, contribua para reduzir a demanda líquida da rede de distribuição. Dessa forma, ao alinhar temporalmente o carregamento dos VEs ao pico de geração solar, busca-se otimizar o uso da energia localmente disponível e atenuar indicadores críticos de desempenho do sistema, como sobrecarga de transformadores, perdas técnicas e quedas de tensão. Esta seção apresenta os resultados obtidos com a curva de probabilidade deslocada, permitindo a comparação com os cenários originais e a avaliação de sua eficácia como estratégia para ampliar a capacidade de hospedagem de VEs nas redes de distribuição.

### **Capítulo VII – Conclusões gerais**

O capítulo final reúne e sistematiza as principais contribuições da pesquisa relativas aos impactos da inserção de carregadores de veículos elétricos na rede de distribuição analisada, além de apresentar perspectivas e propostas para o desenvolvimento de estudos futuros.

## **2 ESTADO DA ARTE**

### **2.1 Considerações Iniciais**

O atual cenário do setor elétrico brasileiro e mundial é marcado por transformações profundas decorrentes da crescente inserção de tecnologias sustentáveis e do surgimento de novas demandas energéticas. Nesse processo destacam-se dois vetores centrais: a expansão da GD, impulsionada por avanços regulatórios e pela crescente competitividade das fontes renováveis, e a disseminação gradual dos VEs, que se consolidam como alternativa promissora para a redução das emissões no setor de transportes.

A interação simultânea desses fenômenos tem produzido impactos expressivos sobre os sistemas de distribuição de energia elétrica, tanto sob a perspectiva técnica, envolvendo operação, proteção, planejamento e qualidade da energia, quanto sob as dimensões regulatória e econômica, que necessitam da revisão de modelos de tarifação, compensação e gestão da demanda. Diante desse contexto, torna-se essencial compreender os avanços recentes da literatura, assim como os marcos normativos e tecnológicos que moldam essa transição, a fim de embasar análises mais específicas sobre a integração conjunta de GD e VEs em redes elétricas.

Dessa forma, este capítulo apresenta uma revisão do estado da arte, organizada em três eixos principais: (i) a evolução e o enquadramento regulatório da geração distribuída, com ênfase na energia solar fotovoltaica e seus impactos sobre a rede de distribuição; (ii) as características e perspectivas de adoção dos veículos elétricos, incluindo sua infraestrutura de carregamento e padrões de conectividade; e (iii) os efeitos da mobilidade elétrica sobre os sistemas de distribuição, ressaltando os desafios e oportunidades associados à sua expansão. Essa estrutura permite estabelecer a base conceitual e técnica necessária para as análises desenvolvidas nos capítulos subsequentes desta dissertação.

### **2.2 Geração distribuída**

De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) [22], o conceito fundamental da Geração Distribuída envolve a adição de capacidade de geração de energia em pequena ou média escala, utilizando fontes alternativas de energia e diversas tecnologias, diretamente aos sistemas de distribuição e transmissão. Destaca-se que a adoção da Geração Distribuída traz consigo uma série de vantagens, visto que a proximidade das unidades geradoras com as cargas contribui significativamente para a redução das perdas relacionadas ao transporte de energia elétrica [23].

Além disso, a Geração Distribuída também promove maior confiabilidade no fornecimento de energia, uma vez que diminui a dependência de grandes usinas de geração e redes de transmissão extensas, tornando o sistema elétrico mais resiliente a falhas e interrupções. Essa abordagem descentralizada também pode contribuir para a diversificação da matriz energética, favorecendo o uso de fontes renováveis e sustentáveis, como a energia solar, e reduzindo as emissões de gases de efeito estufa associadas à geração de energia elétrica.

A ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Normativa nº 482, datada de 17 de abril de 2012 [24], as condições gerais para o acesso da geração distribuída aos sistemas de energia elétrica, além de implementar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Isso permite que os consumidores instalem pequenos geradores, como painéis solares fotovoltaicos e microturbinas eólicas, em suas unidades consumidoras com o objetivo de reduzir o valor de suas faturas de energia elétrica.

Uma revisão realizada em outubro de 2015 definiu duas categorias para a geração distribuída: microgeração e minigeração. A microgeração é caracterizada por uma potência instalada de até 75 kW, enquanto a minigeração possui uma potência instalada superior a 75 kW e até 5 MW. Ambas as formas de geração distribuída são baseadas em fontes de energia elétrica renováveis e sustentáveis.

Como resultado das discussões na época, foi reconhecida a necessidade de garantir a consolidação do mercado de MMGD por meio de uma legislação federal específica, ou seja, pela criação de um marco regulatório para a MMGD no Brasil, através do Projeto de Lei (PL) 5.829/2019. Concomitantemente a esse processo, a ANEEL continuou com seus trabalhos internos para revisar definitivamente a Resolução Normativa 482/2012 e, no final de março de 2021, publicou uma minuta da nova resolução normativa [4].

O Projeto de Lei 5.829/2019 foi aprovado pelo Senado Federal em 16 de dezembro de 2021, e em 5 de janeiro de 2022, o presidente da República sancionou o projeto, transformando-o na Lei 14.300/2022, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. A lei foi promulgada em 6 de janeiro de 2022 e publicada no Diário Oficial em 7 de janeiro de 2022. Em fevereiro de 2023, a Agência Nacional de Energia Elétrica regulamentou essa lei, resultando na Resolução Normativa (REN) 1.059/2023, que atualizou a REN 1.000/2021 [4]. Os impactos da nova Lei para a GD são listados nas Tabela 2.1.

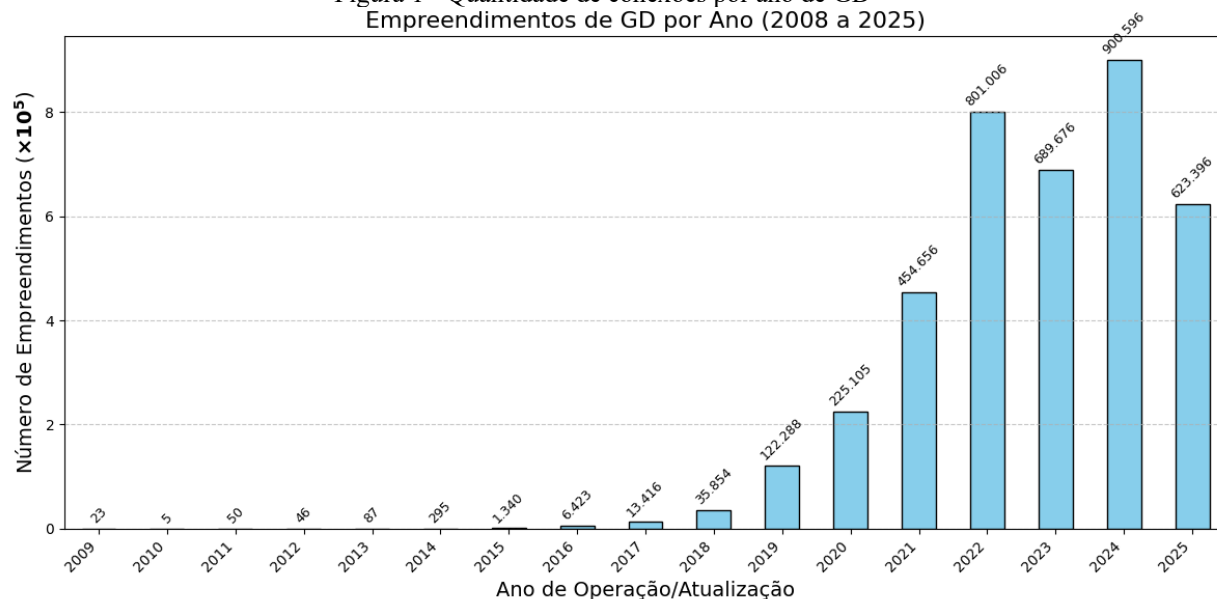
Tabela 2.1 - Mudança na potência instalada e comparação dos valores de compensação

Item	REN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal)
<b>Potência Instalada</b>	Microgeração Distribuída: Menor ou igual a 75 kW	Microgeração Distribuída: Menor ou igual a 75 kW
	Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5MW	Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5MW para as <b>fontes despacháveis</b> e menor ou igual a 3MW para as <b>fontes não despacháveis</b> .
<b>Valor de compensação</b>	Compensação considerando todas as componentes da tarifa de energia	Compensação considerando todas as componentes da tarifa de energia, menos a TUSD FIO B

Fonte: Adaptado de [4]

Conforme dados da ANEEL [25] atualmente o Brasil conta com cerca de 2,5 milhões de sistemas de geração distribuída instalados em todo o território nacional, cobrindo 5.547 municípios dos 5.568 existentes no país. Esses sistemas apresentam uma potência instalada total de aproximadamente 28 GW, a Figura 1 mostra a quantidade de novas conexões desde 2008 de GD por ano no País.

Figura 1 - Quantidade de conexões por ano de GD  
Empreendimentos de GD por Ano (2008 a 2025)

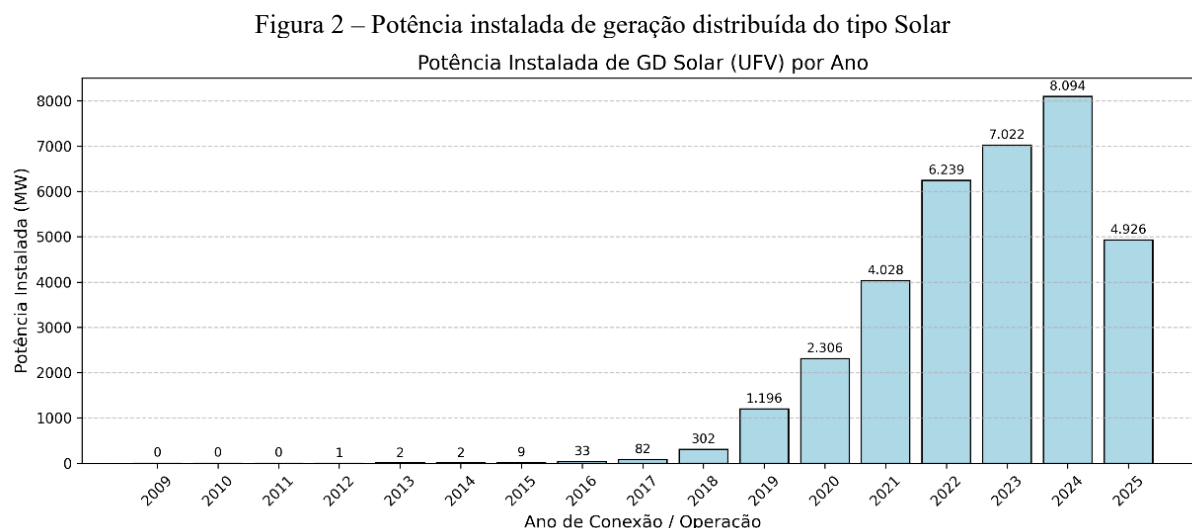


Fonte: Adaptado de [25]

### 2.2.1 Energia solar fotovoltaica

Desde a promulgação da regulamentação específica da Geração Distribuída no Brasil, em 2012, uma série de estudos tem sido conduzida para avaliar a viabilidade técnica e econômica da implementação de sistemas fotovoltaicos em telhados, além de realizar análises de previsão de mercado. Nesse contexto, o trabalho realizado por [26] propõe uma metodologia para avaliar a viabilidade econômica de sistemas de energia fotovoltaica. Essa metodologia abrange desde a análise da irradiação solar até a viabilidade econômica do investimento, considerando critérios como o custo médio ponderado de capital, a taxa mínima de atratividade, a taxa interna de retorno e os indicadores de retorno simples e com desconto.

Além disso, é evidente o significativo aumento na instalação de sistemas de geração distribuída baseados em radiação solar. Esta tendência é impulsionada principalmente pela sua viabilidade econômica e pelo vasto potencial de geração existente no Brasil, em virtude de seu clima favorável. A Figura 2 ilustra o expressivo crescimento de potência instalada desse tipo de geração distribuída no país.



Fonte: Adaptado de [25]

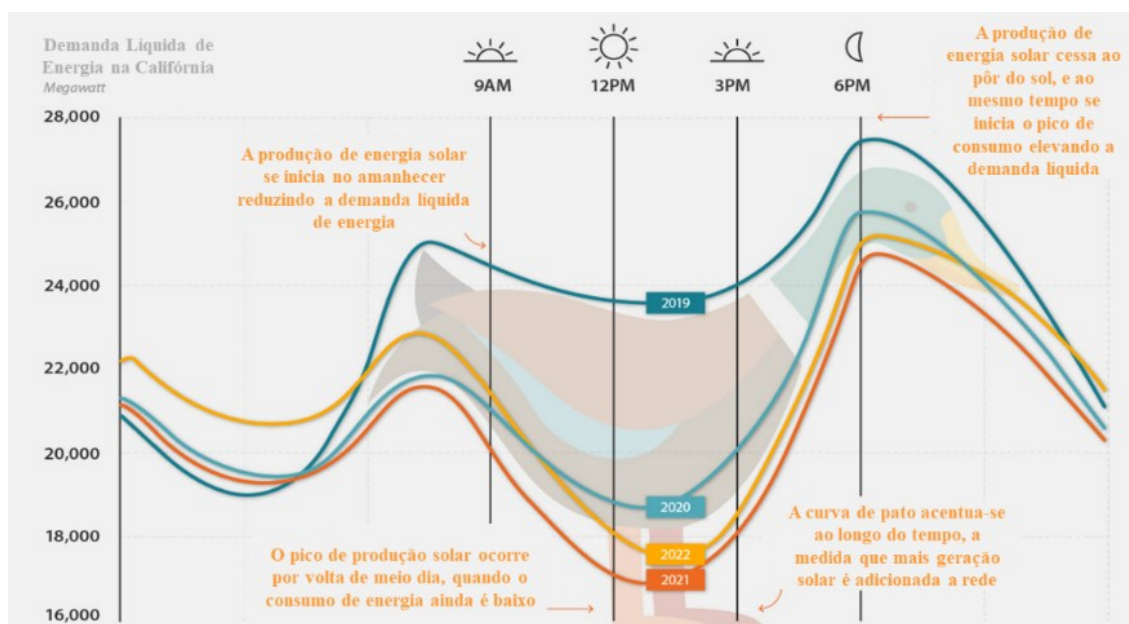
### 2.2.2 Impactos da geração distribuída na rede de distribuição

Somado a grande inserção de energia solar na rede de distribuição, a dissertação de [27] investiga tais problemáticas na matriz energética brasileira e seus impactos nos preços de energia. A "curva do pato" caracteriza-se por uma redução da demanda de energia durante o período da tarde, devido à abundante produção solar, seguida de um aumento rápido no início da noite, quando a demanda é alta e a produção solar é inexistente. Este fenômeno já tem gerado custos elevados aos operadores de sistemas elétricos em mercados internacionais, como Califórnia, Austrália e Alemanha, e reduzido a rentabilidade das usinas solares. No Brasil, as simulações indicam que a formação da "curva do pato" começará em 2026, tornando-se mais evidente até 2031. Durante esse período, as usinas solares enfrentarão desafios significativos, produzindo energia em horários de preços baixos e necessitando comprá-la em horários de preços altos.

Para mitigar os riscos associados à "curva do pato", a dissertação sugere a utilização de contratos de *swap*, que permitem aos geradores solares transferir o risco de preço a comercializadoras de energia em troca de um prêmio de risco. Estima-se que o prêmio de risco de mercado seria inferior a 10% do preço de um contrato de energia de longo prazo. Além disso, a "curva do pato" será mais acentuada no primeiro trimestre do ano, devido às altas demandas de energia causadas pelas temperaturas elevadas, e menos acentuada nos trimestres subsequentes. A "barriga do pato", representando os preços baixos durante o dia, será mais evidente no período da manhã, enquanto os preços noturnos, a "cabeça do pato", serão menos acentuados nos trimestres seguintes.

O estudo destaca que a inserção massiva de energia solar está remodelando as redes de energia, substituindo fontes flexíveis como carvão e gás por tecnologias intermitentes e inflexíveis, o que ameaça a estabilidade e segurança do suprimento de energia. Isso exige soluções inovadoras, como o desenvolvimento de novas capacidades de geração ou a utilização de contratos de swap para mitigar os riscos associados à "curva do pato". A dissertação conclui que a gestão adequada desses riscos e a adoção de estratégias de comercialização eficazes são essenciais para viabilizar a expansão sustentável da geração solar no Brasil. A Figura 3 elucida exatamente esse problema a curva de pato e seu principal pico que é por volta das 13h à 14h, nota-se que com o passar dos anos mais a barriga do pato vai caindo, tendo em vista o aumento de inserção da geração distribuída.

Figura 3 – Curva de Pato da Califórnia



Fonte: Adaptado de [28]

As variações de tensão em regime permanente nos sistemas de distribuição resultam da interação de diversos fatores intrínsecos à operação da rede elétrica. Entre esses fatores destacam-se o comportamento temporal das cargas conectadas, as características elétricas das linhas e ramais de distribuição, em especial suas impedâncias, e a presença cada vez mais expressiva de unidades de geração distribuída em particular aquelas baseadas em tecnologia fotovoltaica.

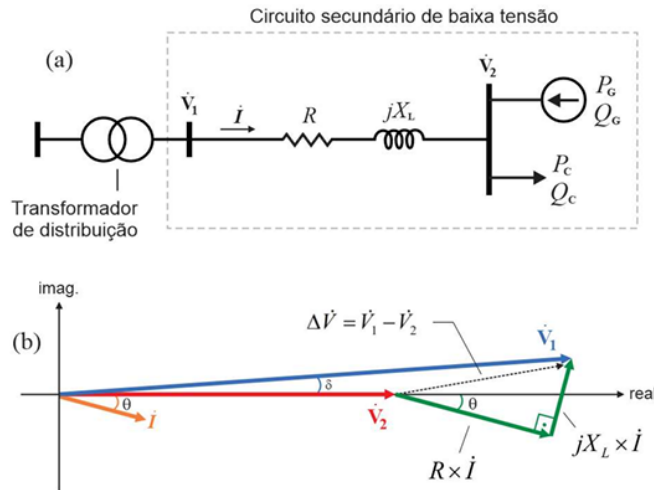
A incorporação da geração fotovoltaica aos sistemas de baixa e média tensão tem introduzido novos desafios ao controle e à qualidade da tensão, não apenas devido à variabilidade e à intermitência intrínsecas à fonte solar, mas também em função da possibilidade



de inversão do fluxo de potência durante períodos de elevada irradiância e baixa demanda local. Nessas condições, é comum que o sistema opere com fluxo de potência reverso, alterando significativamente o perfil de tensão ao longo dos alimentadores.

Com o intuito de aprofundar a compreensão desses fenômenos, os parágrafos seguintes apresentam o desenvolvimento analítico utilizado para estimar as amplitudes das variações de tensão em circuitos secundários de baixa tensão. Para tal, considera-se o esquema elétrico representado na Figura 4, que ilustra um circuito elementar composto por um transformador de distribuição, um trecho de rede, uma carga convencional e uma unidade de GD fotovoltaica. Essa representação possibilita analisar, de forma simplificada, os impactos combinados da demanda e da geração sobre o perfil de tensão no ponto de conexão.

Figura 4 - (a) Desenho esquemático de um circuito secundário de baixa tensão e (b) diagrama fasorial de queda de tensão.



Fonte: [29]

No circuito mostrado na Fig. 4 (a), a potência aparente na carga será dada por

$$\dot{S} = \dot{V}_2 \cdot \dot{I}^* \quad (1)$$

Sendo:

$$\dot{I} = \frac{P - jQ}{\dot{V}_2^*} \quad (2)$$

Ao mesmo tempo em que:

$$\dot{V}_1 - \dot{V}_2 = \dot{I} \cdot (R_L + jX_L) \quad (3)$$

E, substituindo a equação (2) em (3), tem-se:

$$\Delta \dot{V} = \dot{V}_1 - \dot{V}_2 = \frac{P \cdot R_L + Q \cdot X_L}{\dot{V}_2^*} + j \frac{P \cdot X_L - Q \cdot R_L}{\dot{V}_2^*} \quad (4)$$

Nos sistemas de distribuição, especialmente nos circuitos secundários de baixa tensão, observa-se uma característica marcante: a reduzida relação entre reatância e resistência ( $X/R$ ) das linhas. Essa particularidade confere ao sistema um ângulo de carga  $\delta$  igualmente diminuto, fazendo com que as variações de tensão sejam influenciadas de maneira mais significativa pela componente de potência ativa ( $P$ ) do que pela componente de potência reativa ( $Q$ ).

Em outras palavras, a predominância da resistência sobre a reatância nesses trechos da rede implica que alterações na potência ativa demandada pelos consumidores produzem impactos mais expressivos no módulo da tensão do que mudanças na potência reativa. Assim, dado que o ângulo de carga  $\delta$  assume valores suficientemente pequenos para que seus efeitos sobre a parcela imaginária da equação (2) sejam desprezíveis, esta componente pode ser omitida sem perda relevante de precisão analítica. O resultado é uma expressão simplificada, adequada para estudos que buscam caracterizar o comportamento da tensão em regime permanente em redes de baixa tensão.

$$\Delta V = \frac{P \cdot R_L + Q \cdot X_L}{V_2} \quad (5)$$

E, considerando que:

$$P = P_C - P_G \quad (6)$$

Bem como:

$$Q = Q_C - Q_G \quad (7)$$

Resultando em:

$$\Delta V = \frac{(P_C - P_G) \cdot R_L + (Q_C - Q_G) \cdot X_L}{V_2} \quad (8)$$

A partir da interpretação da equação (8), observa-se que, em sistemas cuja relação  $X/R < 1$  condição típica dos circuitos de distribuição, sobretudo em baixa tensão, a componente de potência ativa exerce influência significativamente maior sobre a variação de tensão na barra de carga quando comparada a uma componente de potência reativa de mesma magnitude.

Esse comportamento torna-se ainda mais relevante diante do aumento expressivo da geração distribuída fotovoltaica instalada em unidades consumidoras do tipo *rooftop*. Em cenários de elevada irradiância e baixa demanda local, é comum que o fluxo de potência ativa se inverta, passando a ocorrer da carga em direção à rede. Tal inversão altera o sentido da variação de tensão, produzindo incrementos que podem levar o sistema a condições de

sobretensão em regime permanente. Esse fenômeno tem se tornado cada vez mais recorrente em áreas residenciais, onde a demanda é tipicamente reduzida no período vespertino — justamente quando a geração fotovoltaica atinge seu pico.

Sob uma perspectiva ainda mais desafiadora, a tendência de massificação dos veículos elétricos deve intensificar a complexidade desses circuitos. A adoção de estações de recarga domiciliares pode criar um cenário dual: durante o dia, predominarão as condições de sobretensão associadas à elevada geração fotovoltaica; durante a noite, quando ocorrer a recarga simultânea dos veículos e a demanda residencial aumentar, poderá haver quedas expressivas de tensão, conduzindo o sistema a situações de subtensão em regime permanente. Esse quadro evidencia a necessidade urgente de estratégias de planejamento, controle e modernização das redes de distribuição para acomodar de forma segura a crescente eletrificação do consumo e a geração distribuída.

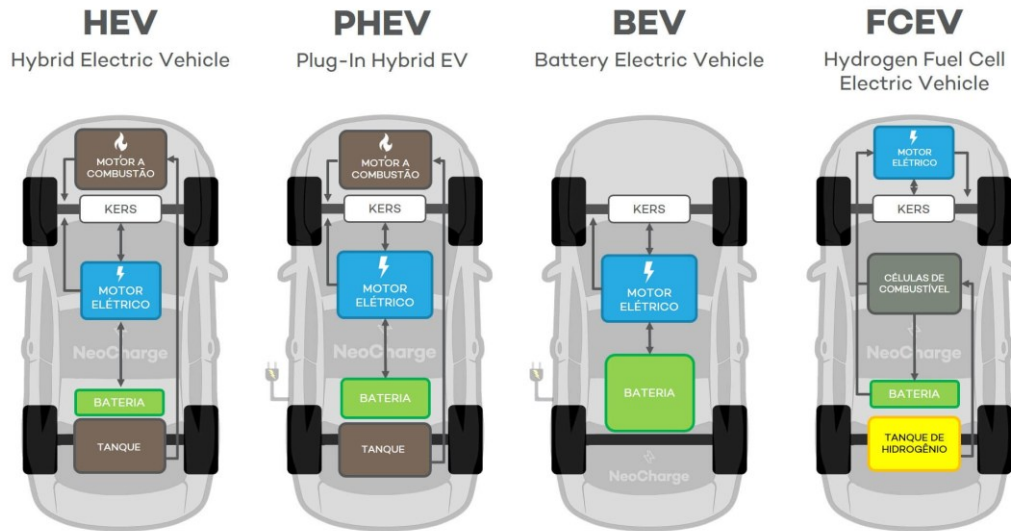
## **2.3 Veículos elétricos e infraestrutura de carregamento**

### **2.3.1 Definições e características de veículos elétricos**

Os VEs podem ser descritos como veículos automotores que se destacam pela inexistência de emissões de gases poluentes, uma vez que não dependem da utilização de combustíveis fósseis para a combustão. Nesse contexto, os VEs adotam sistemas de propulsão alimentados por fontes de energia limpa, como baterias elétricas, promovendo assim uma significativa redução do impacto ambiental associado à mobilidade. Essa característica distintiva posiciona os VEs como uma alternativa sustentável e ecologicamente responsável no cenário contemporâneo de transporte, contribuindo para a mitigação dos efeitos negativos da poluição atmosférica e a busca por soluções mais eficientes e ecologicamente conscientes [30]

A categorização dos veículos elétricos abrange quatro tipos distintos: os BEV (Battery Electric Vehicles), que funcionam exclusivamente com motores elétricos; os PHEV (Plug-In Hybrid Electric Vehicles), caracterizados por sua natureza híbrida, incorporando tanto motores a combustão quanto elétricos, com a possibilidade de recarga externa; os FCEV (Fuel Cell Electric Vehicles), que, embora possuam motores elétricos, apresentam também uma reserva de hidrogênio para recarga energética; e, por fim, os HEV (Hybrid Electric Vehicles), veículos híbridos equipados com motores a combustão e motores elétricos, contudo, sem a opção de recarga externa através de plugues [31]. Na Figura 5 representa as topologias de cada veículos.

Figura 5 - Tipos de veículos elétricos

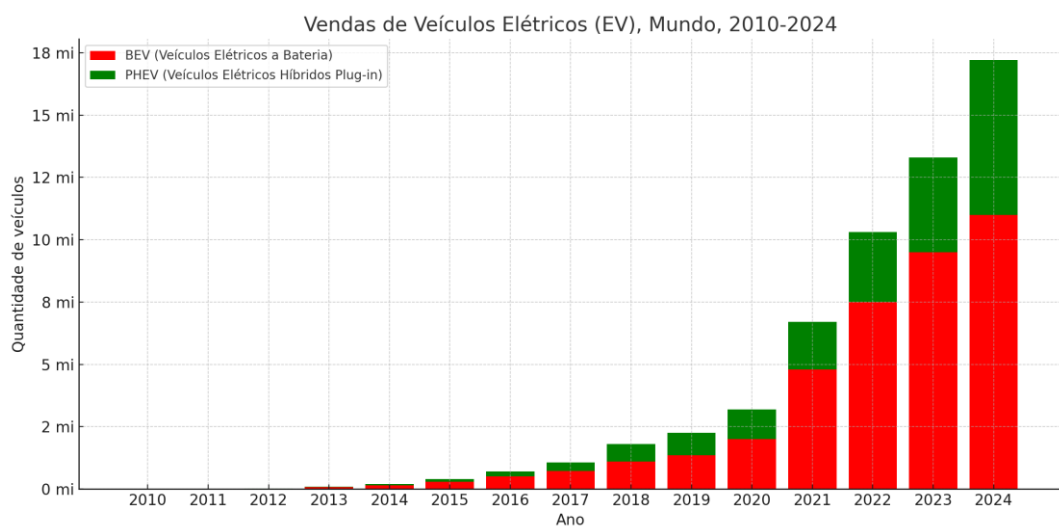


Fonte: [32]

De acordo com dados fornecidas por [33], observou-se um notável aumento nas vendas de veículos elétricos do tipo BEV e PHEV, aproximadamente 56% de expansão na frota global ao comparar os dados de 2021 e 2022. No cenário brasileiro, esse crescimento foi significativo, alcançando uma taxa de 33% durante o mesmo período. Nas Figura 6 e

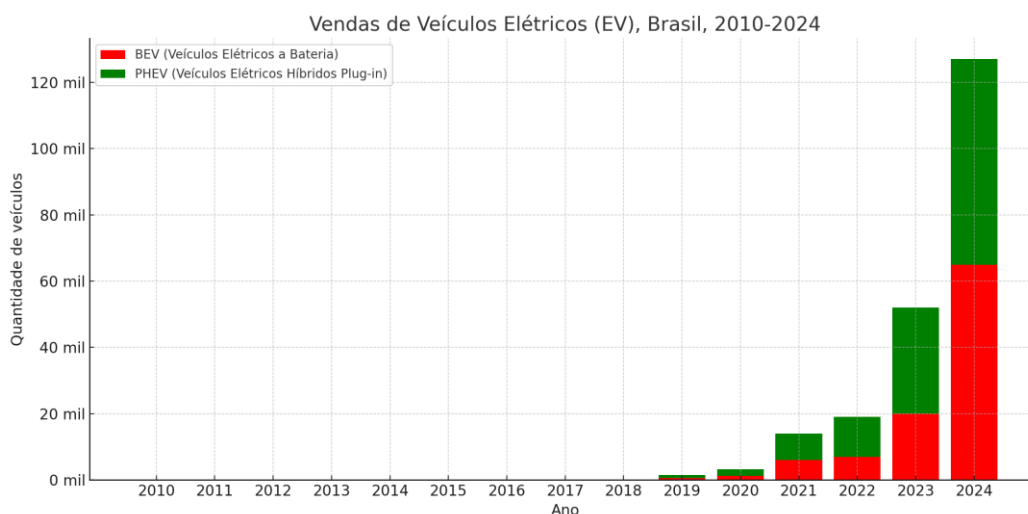
Figura 7, é apresentada a trajetória da frota de desses dos dois tipos de veículos, em escala global e no contexto brasileiro.

Figura 6 – Vendas de carros elétricos Mundial



Fonte: Adaptado [33]

Figura 7 – Vendas de carros elétricos Brasil



Fonte: Adaptado [33]

Observa-se que no Brasil, o desempenho das vendas de veículos elétricos segue, em certa medida, abaixo da média global, apesar disso, apresenta valores consideráveis, crescendo 7 vezes mais em comparação as vendas de 2020 e 2022. Sabe-se que um dos principais auxiliares no impacto para crescimento de vendas de veículos elétricos são os incentivos mais robustos para a importação e produção desses automóveis. O Governo chinês é um dos maiores propulsores em políticas de incentivo para obtenção da tecnologia, onde os consumidores ficam livres de arrecadação de impostos [3]. Estima-se que até o ano de 2030, tenha em média 41 milhões de veículos elétricos circulando por todo o mundo.

### 2.3.2 Infraestrutura e modalidades de carregamento

Os VEs têm despertado um interesse significativo tanto por parte do governo quanto das montadoras e do público em geral, devido ao seu potencial para reduzir o consumo de combustíveis fósseis, as emissões de gases de efeito estufa e os custos operacionais associados. Contudo, é amplamente reconhecido que um dos principais obstáculos para a sua adoção em larga escala é a escassez de infraestrutura de carregamento. Para superar esse desafio, é necessário um planejamento cuidadoso e preparação adequada por parte do setor, tanto para a implementação de soluções de mobilidade elétrica quanto para as adaptações necessárias no perfil de consumo de energia elétrica [34].

O conceito de estações de recarga deve assegurar que a energia necessária para carregar os carros elétricos esteja disponível de forma consistente, independentemente das demandas da rede elétrica, mesmo durante os períodos de pico. Além disso, outro requisito essencial para as

estações de carregamento é a mitigação dos efeitos adversos resultantes da utilização de diferentes tipos de carregadores, os quais precisam estar interconectados entre si, independentemente da rede de distribuição, em diferentes momentos do dia [35].

Quanto às formas de carregamento, existem três tipos e níveis de conexão, dependendo da quantidade de potência fornecida pelo carregador. A Tabela 2.2 resumindo os tipos de carregadores e suas características de potência e aplicações:

Tabela 2.2 - Tipos e características de recarga

<b>Tipo de carregamento</b>	<b>Níveis</b>	<b>Corrente / Tensão / Potência / N° de fases</b>	<b>Tempo de recarga</b>
<b>Rápido</b>	Nível 3	63A / 380V / 40kW / 3	30min
<b>Semi rápido</b>	Nível 2	32A / 380V / 22kW / 3	1 – 4 h
<b>Intermediária</b>	Nível 1	32A / 220V / 7,0kW / 2	2 – 7h
<b>Lenta</b>	Nível 1	16A / 220V / 3,7kW / 2	6 – 22 h

Fonte: Adaptado [36], [37]

Os carregadores do nível 1 são encontrados em sistemas de Baixa Tensão (BT), comumente em residências, e geralmente operam em sistemas bifásicos. Esse tipo de carga é considerado lento, uma vez que normalmente requer de 6 a 22 horas para concluir um ciclo de carga de 100% da bateria.

Por outro lado, os carregadores do nível 2 são classificados como semirrápidos e são instalados em sistemas trifásicos de 220V ou 380V. Esse tipo de carregamento é bastante comum em pontos de abastecimento públicos, como por exemplo os eletropostos.

Quanto ao carregamento do nível 3, é conhecido por ser rápido, representando o método mais veloz de recarga, levando até 30 minutos para concluir uma carga completa. Entretanto, nem todos os veículos elétricos são compatíveis com esse tipo de abastecimento. Além disso, devido à potência exigida da rede elétrica, que geralmente é em torno de 40 kVA, sua viabilidade é limitada, pois requer uma infraestrutura específica para instalação.

Com o mercado de novos veículos elétricos em constante crescimento e a necessidade de atender à demanda da sociedade, especialmente em termos de conveniência, surgiram

recentemente novos carregadores com potência de 7,0 kW. Esses carregadores são tipicamente destinados ao uso residencial e representam uma resposta às necessidades emergentes dos proprietários de veículos elétricos. Um exemplo desses carregadores é o modelo oferecido pela a BYD [37], que vem ganhando destaque nesse cenário, com um carregador com características não linear, potência de 7,0kW e que necessita de aproximadamente 07h para uma carga completa em uma bateria.

À medida que aumenta a circulação de VEs, cresce também a demanda por locais mais acessíveis para o carregamento. Atualmente, residências e locais de trabalho são os principais locais onde ocorrem a maior parte dos carregamentos de Veículos Elétricos. Essa tendência destaca a importância de investimentos em infraestrutura de carregamento tanto em áreas residenciais quanto comerciais, visando atender às necessidades dos proprietários de VEs e promover uma transição mais suave para a mobilidade elétrica.

### 2.3.3 Tipos de conectores e padrões de carregamento

Com o avanço dos Veículos Elétricos globalmente, os conectores têm passado por múltiplas mudanças e tentativas de padronização. Contudo, nenhuma dessas tentativas foi totalmente bem-sucedida, resultando na presença de diversos tipos de conectores em uso atualmente, conforme observado na Tabela 2.3 [38].

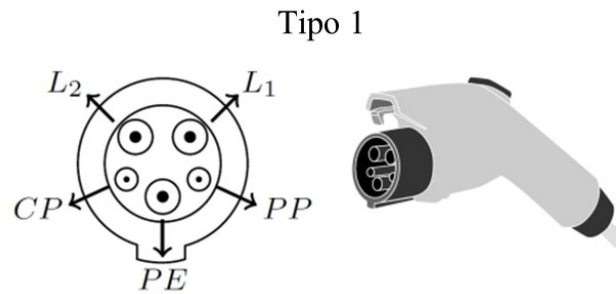
Tabela 2.3 - Tipos de Carregamento de carros elétricos

Nome	Tecnologia	Descrição
<b>Tipo 1</b>	CA	Padrão japonês para carregamento CA
<b>Tipo 2</b>	CA	Padrão Europeu para carregamento CA
<b>CHAdemo</b>	CC	Padrão japonês para carregamento CC
<b>Tesla Super-Charger</b>	CC	Padrão Tesla para carregamento CC
<b>Tipo 1 CCS</b>	AC/DC	Padrão Norte Americano para carregamento CC
<b>Tipo 2 CCS</b>	AC/DC	Padrão Europeu para carregamento rápido

Fonte: Adaptado de [38]

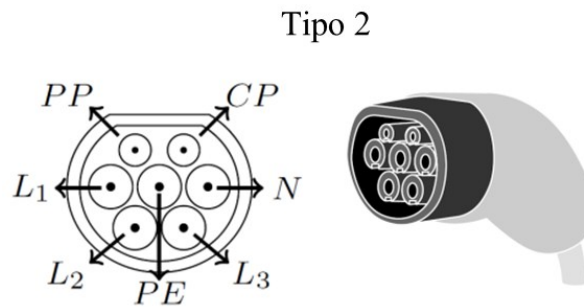
Para conhecer mais detalhadamente, as Figura 8, Figura 9, Figura 10 e Figura 11 mostram os tipos 1, tipo 2, CHAdeMO e tesla:

Figura 8 - Soquete e conector tipo 1



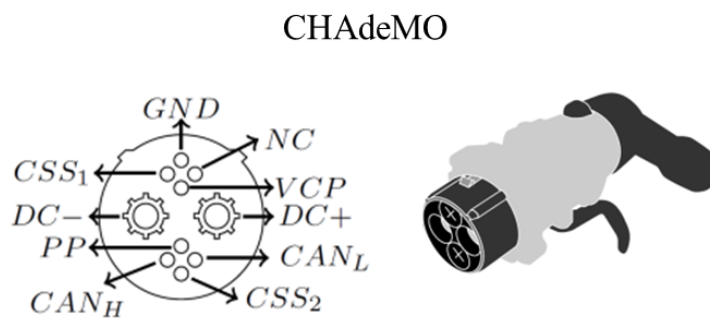
Fonte: [39]

Figura 9 - Soquete e conector tipo 2



Fonte: [39]

Figura 10 - Soquete e conector CHAdeMO

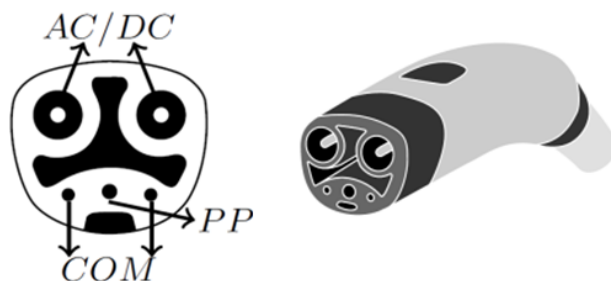


Fonte: [39]



Figura 11 - Soquete e conector tesla

## Tesla



Fonte: [39]

Sendo para os tipos 1 e 2:

- L1, L2 e L3 – Entrada CA;
- PE – Conexão de terra;
- N – Conexão de neutro;
- PP – Controle piloto para detecção de capacidade máxima de corrente;
- CP – Comunicação entre veículos e estação de carregamento.

O conector do tipo de CHAdeMO apresenta a tecnologia de *Vehicle-to-Grid* (V2G) que permite que o carro injete energia na rede, assim sendo, as entradas são:

- GND – Referência de terra para linhas de controle;
- CSS1/CSS2 – Sinal de sequência de carga iniciar/parar de carregar;
- NC – Não conectado;
- VCP – Permite que o veículo conceda permissão ao carregador para conectar a energia;
- DC+/DC- – Entrada CC;
- PP – Bloqueio de carga de detecção de proximidade do conector;
- CANH/CANL – Comunicação com o barramento de veículo para estabelecer parâmetros operacionais.

O conector tesla:

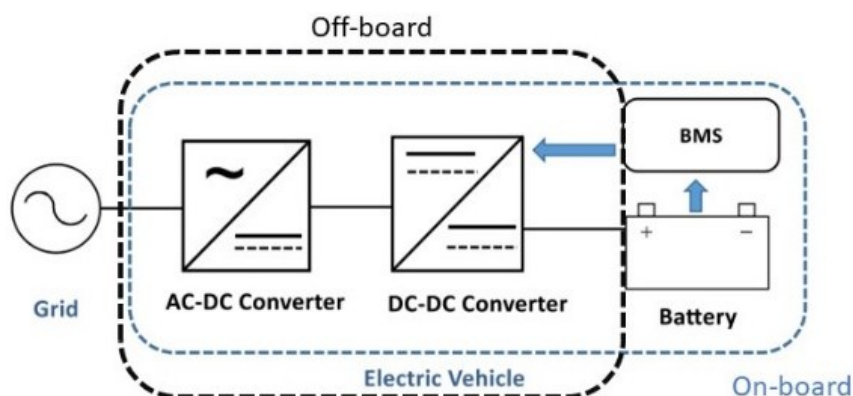
- AC/DC – Usados para transferir energia elétrica nos veículos, tanto corrente contínua quanto corrente alternada, a depender da infraestrutura de carregamento, o veículo permitirá.
- COM (*Communication*): Este pino é utilizado para a comunicação entre o veículo e a estação de carregamento. Ele permite a troca de informações necessárias para o controle do processo de carregamento, como a identificação do veículo, a negociação da potência de carregamento e a segurança.
- PP (*Proximity Pilot*): Este pino é utilizado para a detecção de proximidade. Ele informa ao veículo se o conector está devidamente inserido e pode fornecer informações sobre a corrente máxima permitida pelo cabo de carregamento, garantindo assim um carregamento seguro.

### 2.3.4 Impactos da mobilidade elétrica na rede de distribuição no que se refere a qualidade de energia elétrica

No que diz respeito aos efeitos associados aos harmônicos gerados pelos carregadores de veículos elétricos, diversos estudos têm se dedicado a investigar tal temática sob diferentes abordagens em [40], [41], [42], [43], [44], [45], [46], [47]. Conforme destacado em [48], o carregamento de VEs pode exercer impactos adversos relevantes sobre a rede elétrica, em razão da utilização de conversores baseados em eletrônica de potência. A magnitude da emissão harmônica durante o processo de recarga está diretamente relacionada à topologia do circuito utilizado, à potência nominal do carregador, à tensão de alimentação e às características da impedância da rede na qual está conectado.

Os carregadores classificados como nível 1, de forma geral, são do tipo on-board, ou seja, integram o conversor ao próprio veículo. Por sua vez, os carregadores de nível 2 e nível 3 são do tipo off-board, sendo instalados externamente ao veículo. Em ambos os casos, a recarga das baterias requer a conversão de energia de Corrente Alternada (CA) para Corrente Contínua (CC), sendo o carregador responsável por desempenhar a função de retificador/inversor associado a um sistema de controle. Embora existam variações entre fabricantes e arquiteturas, as etapas fundamentais do processo de conversão são similares, conforme ilustrado na Figura 12.

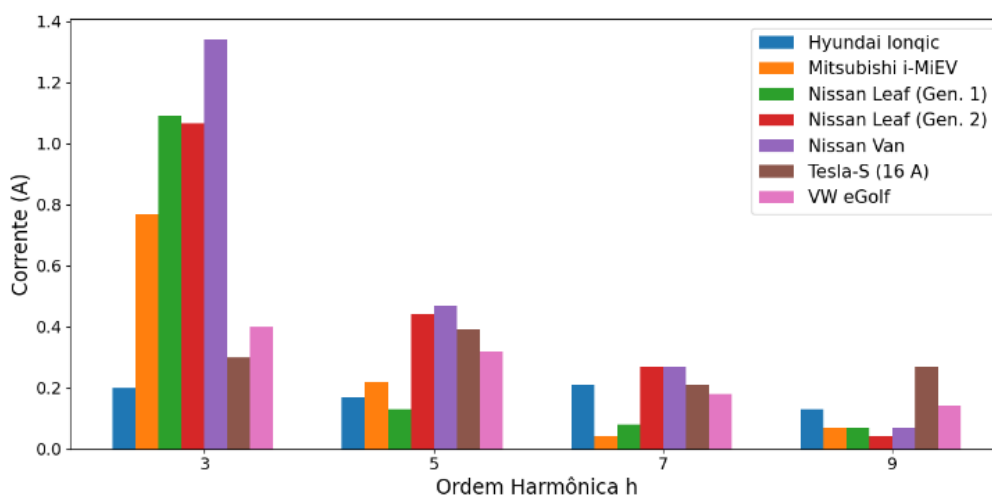
Figura 12 - Estações de carregamento on-board e off-board



Adaptado de [49]

Em [50] é apresentada uma análise comparativa envolvendo diferentes modelos comerciais de carregadores de VEs, avaliando-se suas potências, correntes e respectivos conteúdos harmônicos. Figura 13 apresenta as principais correntes harmônicas observadas em carregadores residenciais e comerciais.

Figura 13 - Corrente harmônica dos veículos elétricos



Adaptado de [31]

No âmbito regulatório brasileiro, a ANEEL, por meio do PRODIST, estabelece que a distorção harmônica total (DHT) de tensão não deve exceder 10% em redes de distribuição [51]. Em [52], medições realizadas em uma residência conectada a uma rede urbana de baixa tensão avaliaram a distorção harmônica em dois pontos: (i) na derivação secundária do transformador, contemplando o consumo do domicílio e dos vizinhos, e (ii) no quadro de distribuição da unidade consumidora durante o carregamento do VE. Os resultados indicaram ausência de impactos significativos nos parâmetros do sistema, observando-se apenas um aumento moderado na DHT de tensão e pequenas variações no nível de tensão, ambas dentro dos limites normativos.

Estudos realizados por [53] analisaram os efeitos da elevada penetração de VEs na rede elétrica, evidenciando preocupações relacionadas à subtensão em pontos de carga e à sobrecarga de alimentadores e transformadores. Em trabalho correlato, [54] investigaram o impacto da presença de VEs em transformadores de distribuição residenciais, concluindo que baixas taxas de penetração não produzem efeitos relevantes. Entretanto, o aumento no número de veículos pode acelerar o desgaste dielétrico da isolação do equipamento, indicando a necessidade de reforços no sistema e de estratégias de gerenciamento de recarga para garantir a operação segura da rede.

Por fim, o estudo apresentado em [55] baseado em dados reais e medições em campo na rede elétrica da cidade de Búzios-RJ, demonstrou que a inserção de apenas 50 VEs já ocasionou violação do limite inferior de tensão, resultando em situações de subtensão no sistema analisado. Tais resultados reforçam a relevância do planejamento adequado e de medidas de

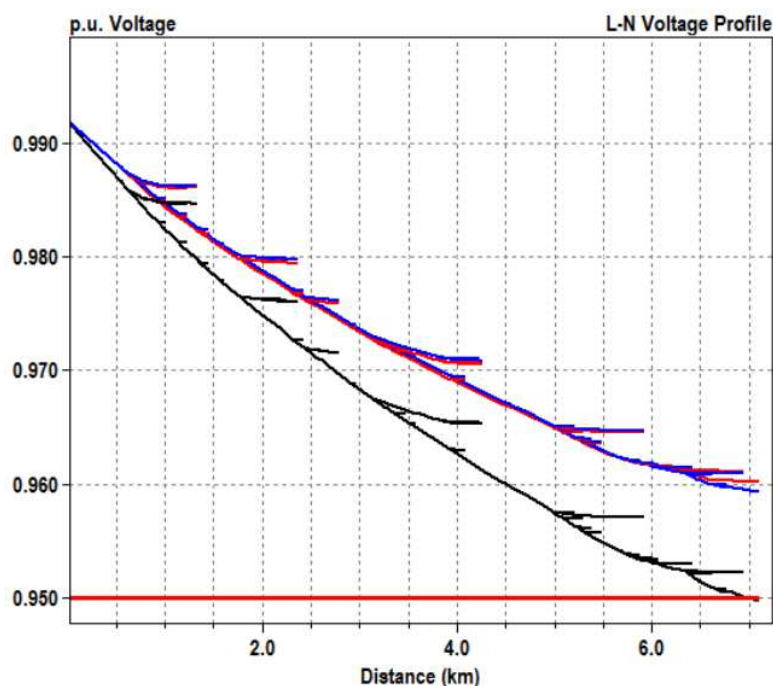
coordenação de carga para viabilizar a expansão da mobilidade elétrica sem prejuízo à qualidade de energia e à confiabilidade da distribuição.

Além disso, o estudo de [55] investiga como o conteúdo harmônico da corrente injetada pelos carregadores influencia a qualidade da energia da rede. Os resultados indicaram que tais dispositivos introduzem distorções harmônicas que podem exceder os limites estabelecidos pela norma IEEE Std 519-1992, reconhecida por adotar critérios conservadores para distorções individuais e totais. Além disso, observou-se que o nível de tensão no ponto de conexão tende a diminuir com o aumento do número de veículos carregando simultaneamente, podendo resultar em subtensões localizadas durante o período de recarga.

A pesquisa baseou-se em simulações realizadas a partir de uma rede elétrica real do município de Búzios, Brasil. Para isso, foi utilizado o software *OpenDSS* para modelagem do sistema elétrico, enquanto o *Matlab*® foi empregado na análise dos resultados. Inicialmente, os autores mediram o conteúdo harmônico da corrente injetada por um carregador comercial de baterias, incorporando esses valores no modelo computacional. Foram avaliados seis cenários distintos, considerando diferentes níveis de penetração de veículos elétricos e horários de conexão ao sistema.

Verificou-se que a situação mais crítica ocorreu quando cinquenta veículos foram conectados durante o período de maior demanda da rede, provocando uma queda de tensão abaixo do limite inferior estabelecido pelo PRODIST. Esse resultado evidencia que a elevada penetração de veículos elétricos plug-in, sem medidas de gerenciamento ou reforço da infraestrutura elétrica, pode causar problemas relevantes relacionados à qualidade da energia e ao desempenho do sistema de distribuição. A Figura 14 apresenta o perfil de tensão ao longo do alimentador para um dos casos analisados, destacando-se que a tensão no final do circuito atingiu o limite inferior normativo de 0,95 pu.

Figura 14 – Perfil de tensão



Fonte: [55]

O estudo apresentado em [31] foi desenvolvido no âmbito de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e propõe uma nova metodologia para avaliação da capacidade de hospedagem de carregadores de veículos elétricos no município de Poços de Caldas, Minas Gerais. A pesquisa concentrou-se na utilização de carregadores residenciais, que representam o tipo mais comum de aplicação na atual fase de expansão da mobilidade elétrica no país. Foram considerados critérios relacionados à qualidade da energia e à confiabilidade do sistema elétrico, incluindo sobrecarga, limites de tensão, desequilíbrio, distorção harmônica e sobrecarga dos condutores.

O trabalho caracteriza-se por uma abordagem prática, com medições em campo e análise dos impactos reais no sistema de distribuição, fornecendo resultados concretos e alinhados às condições operacionais do setor elétrico brasileiro. As avaliações foram realizadas em alimentadores específicos, destacando-se os transformadores 5741 e 6678. Para esses equipamentos, verificou-se que todas as unidades consumidoras conectadas poderiam receber um ponto de recarga doméstico com potência de até 3,6 kW, conforme apresentado na Tabela 2.4

Tabela 2.4 - Capacidade de hospedagem dos transformadores 5950, 5741 e 6678 para carregadores do tipo 3,6kW e 7,0kW

<b>Transformador</b>	<b>Carregador</b>	<b>CH</b>	<b>Quantidade de carregadores</b>
<b>5950</b>	3,6 kW	33%	9
	7,0 kW	11%	3
<b>5741</b>	3,6 kW	100%	13
	7,0 kW	85%	11
<b>6678</b>	3,6 kW	100%	16
	7,0 kW	63%	10

Entretanto, verificou-se que, mesmo em um sistema de distribuição considerado robusto, a capacidade de hospedagem para carregadores de 7,0 kW mostrou-se relativamente limitada. Tal resultado é particularmente relevante, uma vez que a concessionária deve ser capaz de atender potenciais solicitações de conexão desses equipamentos, sobretudo diante da ausência de regulamentação específica que estabeleça critérios ou limites para o acesso aos pontos de recarga residencial.

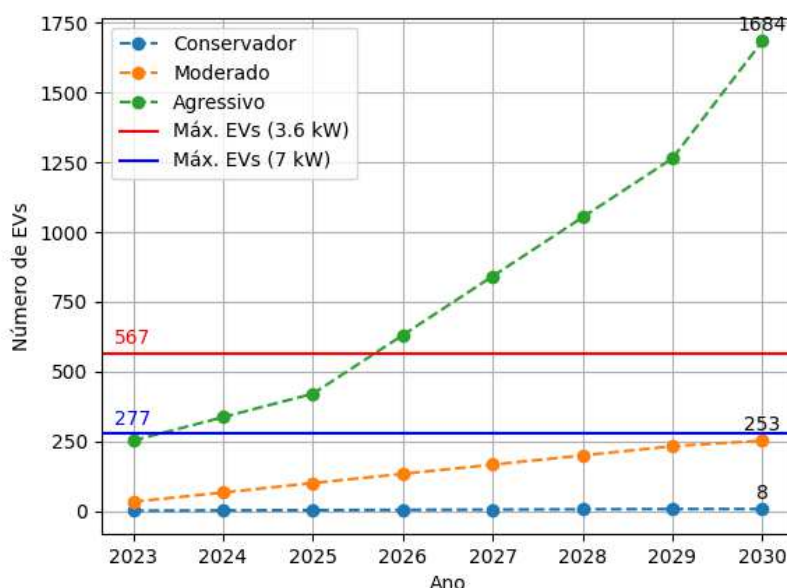
No transformador 5950, observou-se uma redução significativa na capacidade de hospedagem tanto para os carregadores de 3,6 kW quanto para os de 7 kW. Entre as 27 unidades consumidoras inicialmente elegíveis para receber pontos de recarga, apenas 9 puderam ser atendidas com carregadores de 3,6 kW sem violação dos critérios técnicos avaliados. No caso dos carregadores de 7 kW, apenas 3 unidades consumidoras atenderam às condições necessárias para conexão, evidenciando uma maior restrição para carregadores de maior potência, os quais, embora mais desejáveis devido ao menor tempo de carregamento, impõem maior estresse ao sistema elétrico. Dentre os critérios considerados, o limite de tensão mínima destacou-se como o principal fator restritivo, indicando que a ocorrência de subtensão requer atenção especial em análises e planejamentos futuros. Dessa forma, verifica-se que a capacidade de hospedagem varia de acordo com a potência do carregador e com as características das unidades consumidoras selecionadas.

Ao expandir a análise para o alimentador como um todo, estimou-se que, para carregadores residenciais de 3,6 kW, é possível atender até 567 unidades consumidoras sem violação dos critérios estudados. Por outro lado, para carregadores de 7 kW, o número máximo reduz-se para apenas 277 unidades consumidoras. Considerando que o alimentador em questão

atende aproximadamente 9.132 unidades consumidoras, torna-se evidente que o potencial de instalação de pontos de recarga, sobretudo de maior potência, permanece limitado diante dos requisitos técnicos de qualidade e confiabilidade da rede.

A Figura 15 apresenta uma comparação de três cenários de expansão da frota de veículos elétricos no município de Poços de Caldas, elaborados com base nos dados apresentados em [56], demonstrando o comportamento esperado da infraestrutura sob diferentes níveis de penetração de veículos elétricos.

Figura 15 - Projeções de veículos elétricos para a cidade de Poços de Caldas



Adaptado de [56]

As projeções conservadoras e moderadas, que consideram um crescimento de 0,2% e 3% da frota de veículos elétricos, respectivamente, podem ser atendidas pelo alimentador analisado tanto para carregadores de 3,6 kW quanto para os de 7,0 kW, sem violação dos critérios operacionais estabelecidos. Contudo, no cenário agressivo, que prevê uma penetração de aproximadamente 20% de veículos elétricos até 2030, o alimentador não seria capaz de suportar o aumento substancial na demanda de recarga. Nesse caso, tanto os carregadores de 3,6 kW quanto os de 7,0 kW resultariam em violações dos parâmetros técnicos da rede, comprometendo a operação adequada do sistema.

Esses resultados demonstram que a capacidade de hospedagem para carregadores de veículos elétricos depende diretamente da potência do equipamento, das condições do sistema elétrico local e dos critérios de qualidade da energia considerados. Assim, a adoção de

estratégias de planejamento da rede e de gerenciamento da demanda torna-se essencial para permitir a expansão segura da infraestrutura de recarga no contexto residencial.

## 2.4 Considerações Finais

A revisão do estado da arte apresentada neste capítulo mostrou que a transição energética em curso é fortemente marcada pela expansão simultânea da geração distribuída, em especial a solar fotovoltaica, e pelo crescimento progressivo da mobilidade elétrica. Esses dois movimentos, embora motivados por objetivos convergentes de descarbonização, eficiência e modernização do setor elétrico, produzem impactos relevantes sobre as redes de distribuição, exigindo novas abordagens de planejamento, operação e regulação. Fica evidente que não se trata apenas da inserção de novas tecnologias, mas da redefinição da forma como a energia é gerada, consumida e gerenciada no ambiente das redes ativas.

No âmbito da geração distribuída, observou-se que o marco regulatório brasileiro, desde a REN 482/2012 até a consolidação da Lei nº 14.300/2022 e sua regulamentação pela REN 1.059/2023, criou condições favoráveis para a difusão da micro e minigeração. Esse arcabouço normativo impulsionou principalmente a fonte solar fotovoltaica, resultando em milhões de sistemas conectados e elevada potência instalada em praticamente todos os municípios brasileiros. Ao mesmo tempo, a literatura aponta que essa expansão altera profundamente o perfil de carga, contribuindo para a formação de fenômenos como a “curva do pato”, que reconfiguram a relação entre oferta, demanda e preços da energia. Tais transformações colocam em evidência a necessidade de mecanismos complementares, como o aperfeiçoamento das estruturas tarifárias, o uso de recursos de flexibilidade e o desenvolvimento de instrumentos de mercado capazes de mitigar riscos e dar previsibilidade aos agentes.

No que se refere aos veículos elétricos, o capítulo evidenciou que a frota global vem crescendo em ritmo acelerado, e que o Brasil, ainda que em patamar inferior ao cenário internacional, apresenta expansão consistente nas vendas, especialmente de modelos BEV e PHEV. A literatura analisada destaca que esse crescimento está condicionado a políticas de incentivo, à disponibilidade de infraestrutura de recarga e à padronização tecnológica de conectores e modalidades de carregamento. Também se verificou que residências e locais de trabalho tendem a concentrar boa parte das recargas, com forte relevância dos carregadores de 7 kW em corrente alternada, o que reforça o papel das redes de baixa tensão como elemento central na integração da mobilidade elétrica.

Do ponto de vista técnico, os estudos revisados convergem para o reconhecimento de que a mobilidade elétrica e a geração distribuída impõem novos desafios às redes de distribuição.



A presença de carregadores baseados em eletrônica de potência introduz distorções harmônicas, alterações nos perfis de tensão, possíveis sobrecargas em transformadores e alimentadores, além de intensificar o desequilíbrio entre fases quando a conexão se dá de forma assimétrica. Pesquisas de campo e simulações em redes reais mostram que, a partir de determinados níveis de penetração, podem ocorrer violações de limites regulatórios de tensão e distorção harmônica, bem como redução da vida útil de equipamentos, evidenciando a existência de limites de capacidade de hospedagem para os carregadores de VEs, especialmente os de maior potência.

Os estudos de capacidade de hospedagem apresentados, em particular aqueles que consideram cenários de expansão da frota de veículos elétricos em alimentadores reais, demonstram que a possibilidade de conectar carregadores em massa depende de maneira direta da potência dos equipamentos, da topologia e robustez da rede, dos critérios de qualidade da energia adotados e do perfil de demanda local. Em muitos casos, carregadores de 3,6 kW podem ser aceitos de forma ampla, enquanto os de 7 kW já impõem restrições mais severas, sobretudo em situações de penetração agressiva de VEs. Esses resultados reforçam a importância de estratégias de gerenciamento de demanda, planejamento proativo da rede e uso de ferramentas computacionais avançadas para avaliar o impacto de diferentes cenários de penetração.

Em síntese, este capítulo estabeleceu a base conceitual, regulatória e tecnológica necessária para a compreensão do problema investigado nesta dissertação. A partir da articulação entre os marcos normativos da GD, a evolução da mobilidade elétrica e os impactos técnicos observados em redes reais, evidencia-se a necessidade de abordagens de análise mais detalhadas, capazes de capturar a natureza estocástica da inserção de VEs e GD e seus efeitos sobre a operação dos sistemas de distribuição. Nos capítulos subsequentes, essa discussão se desdobra em modelos computacionais específicos e em estudos de caso aplicados a alimentadores reais, com o intuito de quantificar a capacidade de hospedagem de carregadores de veículos elétricos, avaliar os impactos sobre transformadores e indicadores de qualidade de energia, e investigar estratégias de mitigação que favoreçam uma integração segura e sustentável desses novos recursos ao sistema elétrico brasileiro.

### 3 MODELAGEM COMPUTACIONAL

#### 3.1 Considerações Iniciais

Com o objetivo de analisar os impactos decorrentes da inserção de veículos elétricos na operação de redes de distribuição, desenvolveu-se um modelo computacional detalhado no ambiente *OpenDSS*, integrado à linguagem *Python*. Esse modelo associa a representação estocástica dos perfis de carregamento dos VEs à modelagem elétrica completa do alimentador estudado, possibilitando a realização de simulações dinâmicas sob diferentes níveis de penetração.

A partir dessa estrutura integrada, torna-se viável avaliar, de forma abrangente, os efeitos da recarga veicular sobre tensões, sobrecargas, perdas técnicas, desequilíbrio de tensão de harmônicos. Tais resultados fornecem subsídios quantitativos para estudos de suportabilidade dos transformadores analisados e para o desenvolvimento de estratégias de mitigação, as quais são posteriormente exploradas por meio da modificação da curva de probabilidade de início de carregamento dos VEs.

As seções seguintes apresentam, de forma organizada, a modelagem adotada para os veículos elétricos, a rede de distribuição, a geração distribuída e os procedimentos de simulação implementados.

#### 3.2 Modelagem dos veículos elétricos

Padrões de mobilidade são essenciais para a construção de perfis realistas de carregamento de veículos elétricos. Neste estudo, os dados primários utilizados para essa modelagem foram obtidos a partir da pesquisa de mobilidade do projeto *UK Electric Nation* [57], um dos maiores estudos sobre carregamento residencial de VEs já conduzidos. Embora os dados sejam originários do Reino Unido, estudos subsequentes demonstraram que os padrões de mobilidade observados são consistentes com os verificados em outras regiões, o que justifica sua aplicação em contextos mais amplos.

Para a geração dos perfis de carga, foram considerados diversos fatores críticos, tais como o horário de início do carregamento, a duração da recarga, o número de recargas diárias, o tipo de carregador utilizado e o fator de potência associado ao processo. A partir desses fatores, construiu-se uma modelagem estocástica baseada em distribuições de probabilidade empíricas para representar tanto o momento de início quanto a duração de cada sessão de carregamento.

Neste trabalho, assumiu-se a presença de carregadores bifásicos de Nível 2, com potência de 7,4 kW, que são amplamente compatíveis com instalações residenciais monofásicas 220 V ou bifásicas 127/220 V. Essa escolha reflete uma tendência observada no mercado, em que tais

carregadores são preferidos pelos consumidores devido ao seu custo-benefício e à redução do tempo de carregamento em comparação com carregadores de Nível 1, além da possibilidade de obtenção do equipamento em qualquer tipo de residência que tenha conexão bifásica com a rede. Considerou-se também um fator de potência de 0,98, simulando uma pequena absorção de potência reativa durante o processo, e foi assumido que cada veículo realiza apenas uma recarga diária.

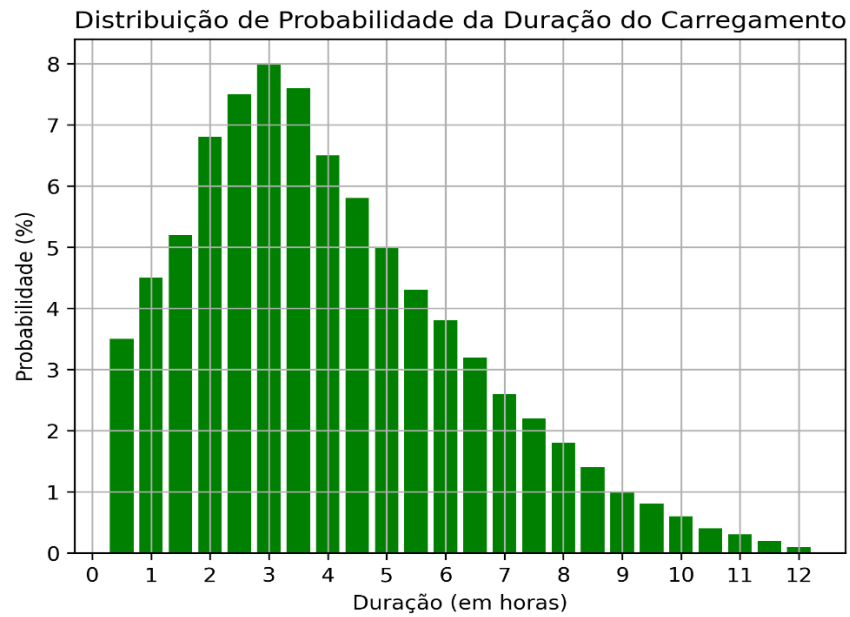
A modelagem dos VEs foi implementada no ambiente *OpenDSS* por meio da interface Python *py\_dss\_interface*. Cada VE foi representado como uma unidade de armazenamento do tipo *Storage*, além de uma fonte de corrente para representar a injeção das harmônicas características do carregador, que será demonstrada mais à frente. Somado a isso, foi considerado a implementação dos carregadores de forma aleatória a uma barra de baixa tensão da rede, para isso, foram identificadas todas as barras com tensão base inferior ou igual a 250 V, garantindo que os veículos fossem alocados em locais realistas dentro da malha elétrica. A conexão foi realizada entre duas fases distintas (conexão bifásica), com ligação em estrela, e cada VE foi inserido com uma capacidade de bateria de 44,9 kWh e potência nominal de carregamento de 7,2 kW.

O estado inicial de carga da bateria (*State of Charge* - SOC) foi estimado com base na energia prevista para ser transferida durante a sessão de carregamento, considerando um rendimento médio do carregador de 80%. Para assegurar a viabilidade operacional, foi adotado um limite mínimo de SOC de 20%. Dessa forma, evita-se representar cenários não realistas em que veículos estariam completamente descarregados no início da simulação.

As distribuições de probabilidade utilizadas para o horário de início e para a duração do carregamento são apresentadas na Figura 16 e

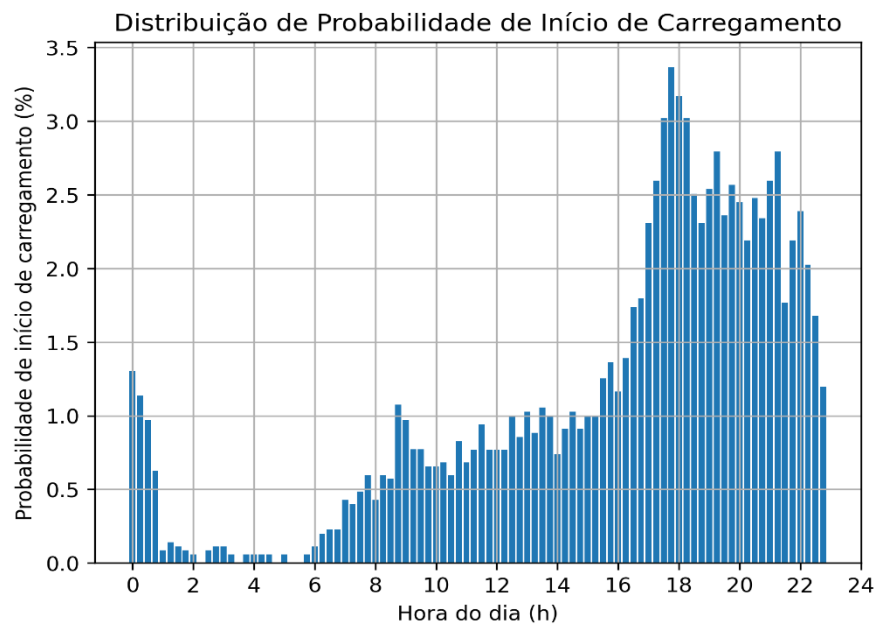
*Figura 17.* Os dados experimentais referentes à probabilidade de início e à duração do carregamento foram normalizados de modo que a soma total das probabilidades correspondesse a uma distribuição unitária  $\sum P = 1$ . Essa etapa assegura que cada intervalo de tempo ou duração represente uma probabilidade relativa coerente, viabilizando sua utilização como base estatística para os sorteios aleatórios realizados nas simulações de Monte Carlo. Por meio desse procedimento, o modelo reproduz de forma estocástica a variabilidade comportamental dos usuários ao longo do dia. Essas distribuições, quando combinadas à aleatoriedade na localização e na fase de conexão dos veículos, permitem capturar com maior fidelidade o impacto agregado de múltiplos VEs sobre a rede de distribuição.

Figura 16 - Distribuição de probabilidade da duração do carregamento



Fonte: [57]

Figura 17 - Distribuição da probabilidade do início do carregamento



Fonte: [57]

Após a determinação da duração do carregamento ( $T_{carga}$ ), o estado de carga inicial ( $SOC_{Inicial}$ ) da bateria é calculado utilizando a Equação 1 abaixo, onde 0,8 representa uma constância de eficiência de carregamento em 80% [58].

$$SOC_{Inicial} = 1 - \frac{T_{carga} \cdot P \cdot 0,8}{C} \quad (9)$$

Onde:

$SOC_{Inicial}$ : Estado de carga inicial da bateria (%).

$T_{carga}$ : Tempo de carregamento (h).

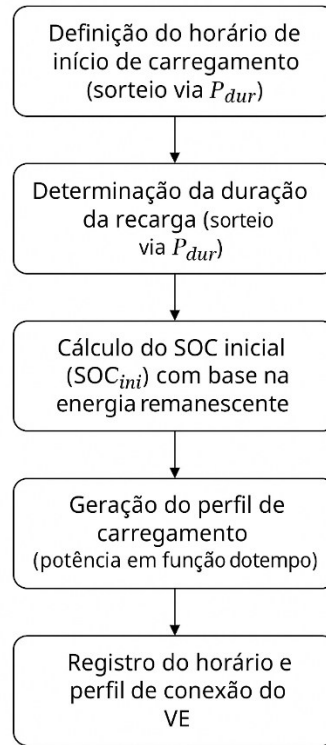
P: Potência de carregamento (kW).

C: Capacidade da bateria (kWh).

Para viabilizar o cálculo do  $SOC_{Inicial}$ , é fundamental definir a potência de carregamento (P) e a capacidade da bateria (C). O modelo de VE selecionado para este estudo foi o *BYD Dolphin*, que foi o veículo mais vendido no Brasil em 2024 e se alinha com a proposta de veículos populares. Este modelo possui uma potência máxima de carregamento em corrente alternada de 7,2 kW e uma capacidade de bateria de 44,9 kWh, resultando em um tempo máximo de recarga de aproximadamente 6 horas e 50 minutos.

É importante observar que a Figura 16 pode apresentar tempos de carregamento superiores aos do *BYD Dolphin*, pois a distribuição estatística contempla baterias com capacidades maiores. Portanto, caso o tempo de carregamento aleatoriamente selecionado seja desproporcional e resulte em  $SOC_{Inicial}$  incoerentes para a bateria do *BYD Dolphin* (isto é, tempos de carregamento superiores a 6 horas e 50 minutos), o  $SOC_{Inicial}$  mínimo será estabelecido em 20%. Para as demais situações, o cálculo do  $SOC_{Inicial}$  seguirá a Equação 9. O processo completo de geração dos perfis de carga dos VEs é detalhado no fluxograma apresentado na Figura 18.

Figura 18 – Fluxograma do perfil de inserção de veículos elétricos



No ambiente *OpenDSS*, os VEs foram modelados como baterias, cada uma com um horário de início de carregamento definido individualmente. Para gerenciar esse processo, um vetor contendo os horários de início de carregamento de todos os VEs, majoritariamente concentrados entre 17h e 19h, tendo em vista a curva de probabilidade de início de carregamento, conforme a equação (10), será consultado a cada iteração da simulação, além disso, na Figura 19 observável a curva de probabilidade de início de carregamento do VE. A simulação é discretizada em intervalos de 15 minutos.

Se um horário armazenado no vetor de horários de início de carregamento for igual ao instante atual da simulação, o VE correspondente será colocado em estado de carregamento. Por exemplo, se  $h_1$  for igual ao instante atual da simulação, o  $VE_1$  será ativado para carregamento.

$$\text{Horários de início de carregamento} = \begin{pmatrix} h_1 \\ h_2 \\ h_3 \\ h_4 \\ \vdots \\ h_n \end{pmatrix} \quad (10)$$

Figura 19 – Curva de probabilidade de início de recarga do veículo elétrico



Uma vez iniciado o carregamento, o próprio *OpenDSS* será responsável por determinar o tempo de recarga. Definidas a potência, capacidade e o  $SOC_{Inicial}$  da bateria, o software atualizará o SOC atual da bateria a cada iteração, com base nessas características. Assim, a duração total do carregamento não é imposta externamente, mas sim resultante da dinâmica natural do processo físico de recarga, calculada internamente pelo *OpenDSS* a partir da energia necessária para atingir o SOC final.

A fim de representar adequadamente o comportamento não linear dos carregadores de veículos elétricos, foi adicionada, em paralelo a cada unidade de carregamento, uma fonte de corrente destinada a reproduzir as potências harmônicas características desses dispositivos. Essa modelagem permite incorporar, de maneira mais fiel, os efeitos das distorções introduzidas pelos carregadores, conforme descrito no detalhamento apresentado a seguir.

Tabela 3.1 - Harmônico de corrente do carregador

Harmônico	Magnitude (%)	Ângulo (°)
3	25	-94
5	17	-96
7	14,2	-72
9	9,69	-68
11	5,04	-49
13	1,80	-49
15	0,37	-46

Fonte: [59]

### 3.3 Modelagem da geração distribuída

A GD foi representada no modelo por meio de elementos do tipo *Generator* conectados em diversas barras de baixa tensão (0,22 kV) do sistema, simulando a inserção de sistemas residenciais e comerciais de pequeno porte. As potências nominais atribuídas a cada unidade variaram entre aproximadamente 2 kW e 14 kW, compatíveis com instalações fotovoltaicas típicas no contexto urbano. Todos os geradores foram configurados com fator de potência unitário ( $\text{pf} = 1,0$ ) e conexão em estrela, de forma a injetar potência ativa no ponto de conexão sem intercâmbio de potência reativa.

Para a representação temporal do recurso solar, foi definida a curva *CurvaGD\_GEN*, modelada como um objeto *LoadShape* no *OpenDSS*, com 96 pontos e intervalo de 15 minutos (0,25 h). Essa curva corresponde a um perfil diário normalizado (0 – 1), caracterizado por valores nulos durante a noite, crescimento gradual no período da manhã, pico próximo ao meio-dia e decréscimo simétrico no final da tarde, refletindo a disponibilidade da irradiância fotovoltaica.

Cada gerador foi associado a essa curva por meio do parâmetro *daily=CurvaGD\_GEN*. Assim, a potência nominal de cada unidade é modulada ao longo das 24 horas conforme os multiplicadores da curva: geração nula no período noturno, geração máxima próxima ao meio-dia e valores intermediários nas transições de manhã e tarde. Dessa forma, o modelo captura o comportamento dinâmico da GD fotovoltaica e permite a análise de seus impactos no desempenho elétrico do sistema de distribuição ao longo do dia.

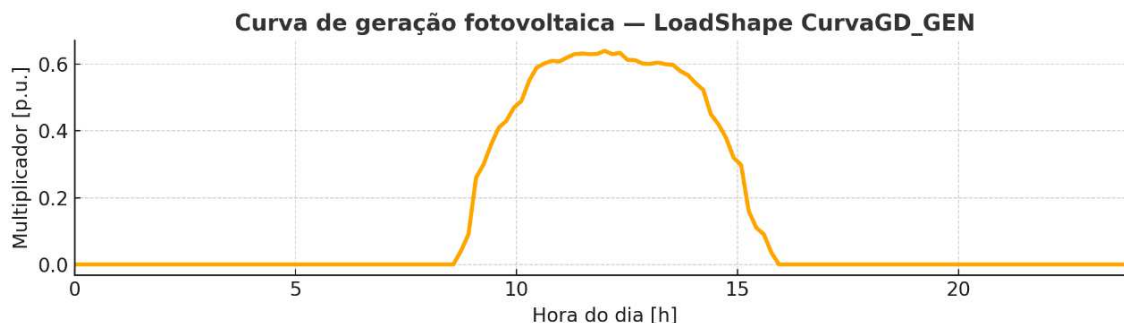
Adicionalmente, para fins de modelagem da inversão de fluxo de potência no sistema de distribuição, adotou-se o conceito de carga líquida nas barras onde há presença de geração distribuída. Nesse contexto, o balanço entre consumo e geração local é representado por meio de duas abordagens complementares no modelo. Nos instantes em que o consumo é superior à geração local, a barra é representada como um elemento do tipo *Load*, utilizando-se uma curva temporal composta pelos módulos dos valores horários positivos da carga líquida. Por outro lado, quando a geração excede o consumo, caracterizando exportação de potência para a rede, essa parcela é representada como um elemento do tipo *Generator*, associado a uma curva temporal formada pelos módulos dos valores horários negativos da carga líquida.

Essa estratégia de modelagem permite representar de forma consistente o comportamento bidirecional das potências nas barras de baixa tensão, capturando adequadamente os períodos de consumo líquido e de injeção líquida de potência no alimentador. Dessa forma, o modelo torna-se capaz de avaliar com maior realismo os efeitos da geração fotovoltaica distribuída sobre os níveis de tensão, fluxos de potência e condições operativas do sistema ao longo do dia.



A Figura 20 ilustra o perfil diário de geração das unidades solares fotovoltaicas utilizado nas simulações.

Figura 20 – Curva de geração solar fotovoltaica



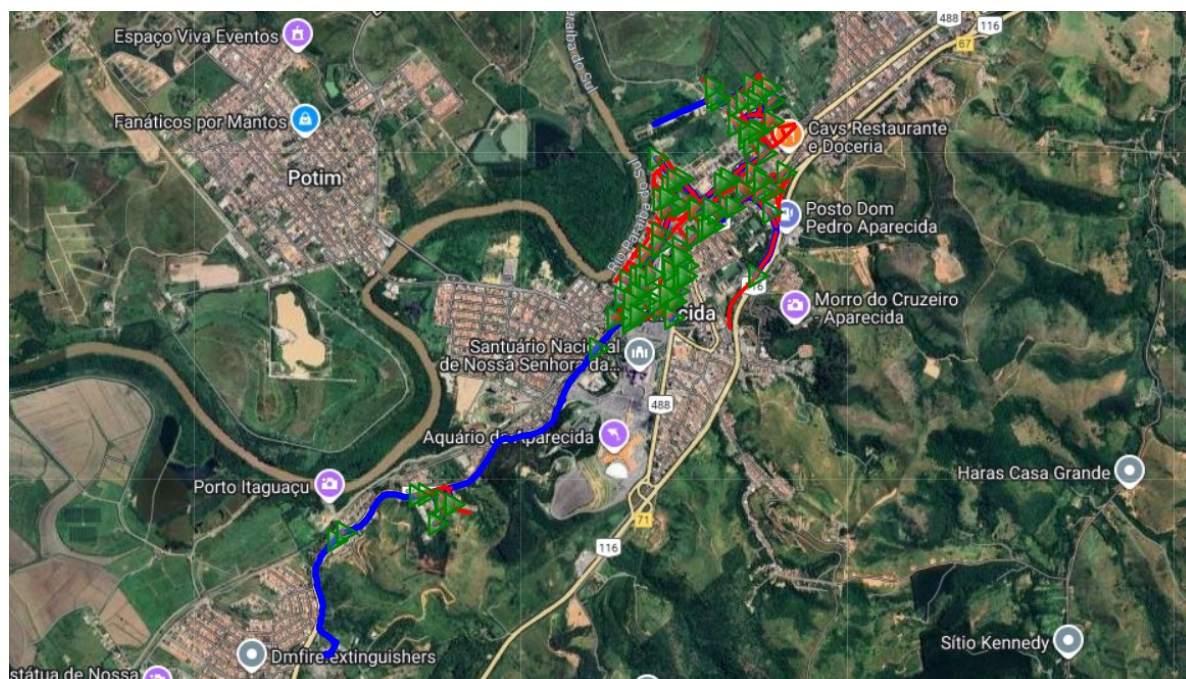
### 3.4 Sistema de distribuição estudado

O sistema elétrico analisado neste estudo corresponde a uma rede de distribuição real, identificado como alimentador RAPA1301. A área é atendida por um alimentador de média tensão com nível de operação de 13,8 kV, derivado de uma subestação com transformação 13,8 kV/220 V. Esse alimentador representa uma configuração típica de redes urbanas brasileiras, caracterizando-se por uma topologia radial com ramificações em baixa tensão para atendimento a unidades consumidoras residenciais, comerciais e de pequeno porte industrial.

A modelagem completa do sistema foi desenvolvida no software *OpenDSS*, via *python*, que permite a simulação detalhada de redes elétricas de distribuição, com suporte à análise de fluxos de potência, qualidade da energia, integração de recursos energéticos distribuídos e impactos de novas cargas, como os veículos elétricos. A base do circuito foi construída a partir de dados reais de componentes, tais como transformadores, condutores, códigos de linha, cargas e estruturas de conexão, assegurando a representatividade técnica do modelo em relação ao sistema físico.

O uso dessa modelagem permite avaliar com maior precisão os impactos da penetração crescente de veículos elétricos sobre os parâmetros operacionais da rede, como perfis de tensão, perdas técnicas e carregamento de transformadores e ramais. O circuito simulado serve, portanto, como um cenário-base para os estudos de capacidade de hospedagem e estratégias de mitigação aplicadas ao contexto da mobilidade elétrica. Na Figura 21 segue uma imagem do ramal utilizado.

Figura 21 - Sistema de distribuição BDGD



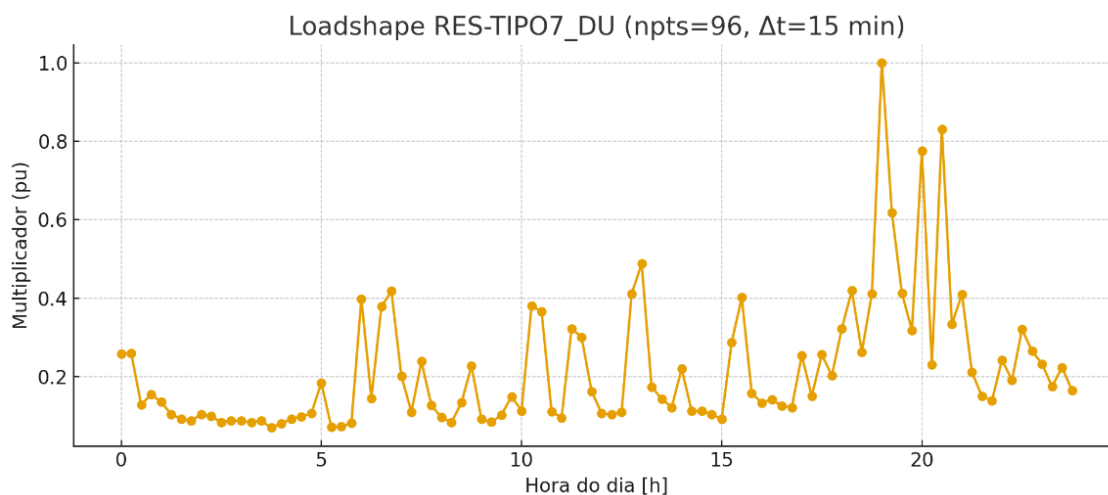
O sistema estudado abastece 8410 pontos de carga, dos quais 8084 correspondem a unidades residenciais, 148 a estabelecimentos comerciais, 134 a indústrias, 22 serviços públicos, 12 de iluminação pública e 10 consumidores rurais. A análise das curvas de carga identificou mais de cinquenta perfis distintos, com destaque para a tipologia RES-TIPO7\_DU, que sozinha representa mais de 7500 residências. Essa expressiva presença do uso residencial confere ao alimentador um caráter tipicamente urbano, marcado por picos de demanda noturna e fortemente condicionado aos hábitos de consumo doméstico. A Tabela 3.2 apresenta os tipos diferentes de curvas de cargas no sistema e a quantidade de cada uma delas.

Tabela 3.2 - Caracterização das Cargas do Sistema segundo o Tipo de Curva de Carga

<b>Tipo de Curvas de Carga no Sistema</b>	<b>Total de cargas</b>
RES (residencial)	8084
COM (comercial)	148
IND (industrial)	134
SP (serviço público)	22
IP (iluminação pública)	12
RUR (rural)	10

Na Figura 22 mostra a curva de carga predominante do sistema estudado, sendo a RES-TIPO7\_DU.

Figura 22 - Curva de carga do consumidor tipo residencial RES-TIPO7\_DU



O sistema é composto por 83 transformadores de distribuição instalados, responsáveis por interligar e alimentar os diversos ramais de baixa tensão. As potências nominais variam de 10 kVA a 225 kVA, contemplando desde unidades de menor porte, voltadas a cargas específicas, até transformadores de maior capacidade, destinados a áreas com elevada densidade de consumidores. A distribuição dessas potências revela forte concentração em valores padronizados — como 75 kVA, 112,5 kVA e 150 kVA —, característica típica de redes urbanas brasileiras. Essa configuração assegura flexibilidade operacional e maior confiabilidade no fornecimento de energia. A seguir, Tabela 3.3 são apresentados os quantitativos de transformadores por faixa de potência.

Tabela 3.3- Distribuição da Potência Nominal, Quantidade e Percentual de Transformadores da Rede

Potência Nominal (kVA)	Quantidade de transformador	Percentual (%)
10	1	1,2
15	3	3,62
30	4	4,82
45	9	10,84
75	26	31,33
112,5	19	22,89
150	19	22,89
225	2	2,41

A natureza intrinsecamente estocástica da integração de veículos elétricos da geração distribuída introduz significativas incertezas na análise de sistemas de distribuição. Para quantificar os impactos decorrentes dessa variabilidade, implementou-se uma abordagem probabilística baseada no método de Simulação de Monte Carlo. A metodologia executa múltiplas simulações do fluxo de potência, em que, a cada iteração, são sorteados aleatoriamente os valores de variáveis críticas, como a localização, o perfil temporal e a magnitude do carregamento dos VEs e da geração da GD. Desta forma, é possível construir uma caracterização estatística de importantes indicadores de desempenho da rede, incluindo perdas totais, carregamento de equipamentos, níveis de tensão, índices de desequilíbrio de tensão e distorção harmônica total.

### 3.5 Considerações Finais

A modelagem computacional desenvolvida neste capítulo constituiu a base metodológica necessária para avaliar, com elevado nível de detalhamento, os impactos decorrentes da inserção de veículos elétricos em redes de distribuição reais. A integração do *OpenDSS* com a linguagem *Python* possibilitou representar, de forma simultânea e coerente, os aspectos elétricos do sistema, o comportamento estocástico dos usuários e a dinâmica temporal da geração distribuída fotovoltaica. Essa abordagem híbrida permitiu construir um ambiente de simulação robusto, capaz de reproduzir condições complexas típicas de sistemas urbanos brasileiros, caracterizados por forte predominância de cargas residenciais e ampla heterogeneidade de perfis de consumo.

A modelagem dos veículos elétricos incorporou elementos fundamentais para uma análise realista: variabilidade do horário de início e duração da recarga, potência do carregador, estado inicial de carga, restrições operacionais da bateria e inserção aleatória no espaço físico da rede. A escolha por um modelo estocástico, fundamentado nos dados do projeto UK Electric Nation, assegurou que a distribuição temporal da demanda veicular refletisse comportamentos observados em estudos de larga escala. A representação das harmônicas características dos carregadores, por meio de fontes de corrente dedicadas, adicionou um nível adicional de refinamento ao modelo, tornando possível examinar não apenas fenômenos de potência ativa e reativa, mas também efeitos relacionados à qualidade da energia.

No que diz respeito à geração distribuída fotovoltaica, a utilização de perfis temporais baseados em curvas diárias normalizadas permitiu analisar a interação entre a produção solar e a demanda da rede com maior precisão. A combinação entre geração distribuída e carregamento de VEs, ambos modulados estocasticamente, reforçou a necessidade de uma abordagem

probabilística para a quantificação de riscos e impactos. A Simulação de Monte Carlo, aplicada a centenas de cenários distintos, mostrou-se essencial para capturar a variabilidade inerente a esses recursos energéticos distribuídos, produzindo distribuições estatísticas de indicadores-chave, como carregamento de transformadores, níveis de tensão, perdas técnicas e distorções harmônicas.

A escolha por um sistema real, composto por 8410 unidades consumidoras e 83 transformadores com potências variadas, conferiu alta representatividade aos resultados obtidos. A forte predominância do uso residencial, associada à topologia radial do alimentador, tornou o estudo particularmente relevante para o contexto brasileiro, em que padrões semelhantes são amplamente encontrados. O detalhamento da rede, preservando códigos de linha, impedâncias, conexões e perfis de demanda reais, garantiu que as análises subsequentes se apoiassem em um retrato fiel da operação cotidiana de um alimentador típico.

Em síntese, este capítulo estabeleceu uma estrutura metodológica completa para investigar a capacidade de hospedagem de veículos elétricos e geração distribuída em sistemas de distribuição. A modelagem integrada, associada ao uso de simulação probabilística, não apenas fornece uma base sólida para os experimentos apresentados nos capítulos seguintes como também contribui para o avanço das práticas de planejamento no setor elétrico, ao demonstrar a importância de se considerar variabilidades temporais, espaciais e comportamentais na avaliação de novos padrões de consumo e de inserção de tecnologias emergentes. Esse arcabouço computacional permite, portanto, fundamentar análises mais precisas e apoiar a formulação de estratégias de mitigação, planejamento e tarifação que respondam adequadamente aos desafios trazidos pela mobilidade elétrica e pela geração distribuída.

## 4 ANÁLISES E RESULTADOS

### 4.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são analisados os principais indicadores técnicos do sistema de distribuição frente à inserção de veículos elétricos, com foco em perdas técnicas, sobrecarga em transformadores, níveis de tensão, desequilíbrio de tensão e distorções harmônicas.

A avaliação das perdas técnicas constitui um parâmetro fundamental de eficiência operacional, permitindo quantificar os impactos energéticos associados ao aumento das correntes de carregamento e avaliar a robustez do alimentador frente à variabilidade temporal e espacial da demanda.

De forma complementar, o monitoramento da sobrecarga em transformadores é imprescindível, uma vez que tais equipamentos representam pontos críticos da rede e estão diretamente sujeitos ao acréscimo de potência decorrente da recarga veicular, podendo apresentar redução da vida útil quando operam acima do limite contínuo de carregamento.

A análise das tensões em baixa tensão, por sua vez, possibilita verificar a qualidade do fornecimento e a conformidade regulatória, aspecto particularmente relevante em cenários com inserção simultânea de geração distribuída e carregamento de veículos elétricos.

O desequilíbrio de tensão também se configura como um indicador essencial, sobretudo em redes de baixa tensão com conexões bifásicas dos carregadores. A inserção desbalanceada de veículos elétricos entre as fases pode provocar assimetria nas tensões de fase-neutro, comprometendo a qualidade da energia e o desempenho de equipamentos sensíveis. Assim, a análise desse parâmetro permite avaliar a extensão das assimetrias provocadas pela recarga e verificar sua conformidade com os limites normativos, conforme estabelecido pela IEC 61000-4-30 e pelo PRODIST Módulo 8.

Por fim, ressalta-se que as análises apresentadas neste capítulo foram conduzidas considerando a curva de probabilidade atualmente adotada para o início do carregamento dos veículos elétricos, a qual concentra a maior parte dos eventos no período final do dia, especialmente nos horários noturnos. Essa característica reflete o comportamento típico de recarga residencial após o retorno dos usuários às suas residências e, ao mesmo tempo, impõe condições mais severas de carregamento ao sistema de distribuição, uma vez que coincide com períodos de maior demanda convencional. Dessa forma, os impactos observados neste capítulo representam um cenário conservador e crítico para a operação da rede.

## 4.2 Metodologia para análise dos indicadores analisados

### 4.2.1 Análise das perdas técnicas no sistema

Para estimar as perdas técnicas associadas ao sistema de distribuição, adotou-se uma abordagem de simulação baseada no método de Monte Carlo, composta por 100 réplicas independentes. Em cada réplica, o circuito completo foi resolvido ao longo de um dia típico, com passo temporal de 15 minutos, considerando a variabilidade estocástica dos perfis de carregamento de veículos elétricos. Dessa forma, variaram-se aleatoriamente os horários de início de carregamento, os pontos de conexão e a duração das recargas, de modo a representar diferentes condições operativas do sistema.

As perdas ativas foram obtidas a partir do balanço global de potência do sistema, conforme calculado pelo modelo de fluxo de carga, englobando as contribuições de todos os elementos da rede de distribuição, tais como linhas, transformadores e demais componentes elétricos. Esse procedimento está em conformidade com a metodologia de cálculo de perdas do *OpenDSS*, que contabiliza as perdas técnicas totais do sistema em cada passo de simulação, conforme expresso na Equação (11). Assim, foi possível quantificar as perdas instantâneas do sistema em cada intervalo de tempo analisado.

Em seguida, as perdas instantâneas foram agregadas ao longo do dia, possibilitando a obtenção das perdas diárias totais e a análise de seu comportamento estatístico. Ao término das 100 execuções, consolidaram-se indicadores estatísticos descritivos, como média, desvio-padrão e percentis das perdas diárias, permitindo avaliar tanto o valor esperado quanto a variabilidade do fenômeno.

Essa abordagem possibilitou compreender, de forma abrangente, a influência da penetração de veículos elétricos sobre o desempenho energético global do sistema de distribuição, considerando as perdas técnicas totais como métrica central de análise, e não apenas aquelas associadas a componentes isolados.

$$\text{Perdas} = I^2 \cdot R \quad (11)$$

### 4.2.2 Análise da sobrecarga no transformador

Para avaliar sobrecarga em transformadores, o modelo monitora, a cada passo de 15 min, a potência aparente no lado de baixa tensão (BT, 0,22 kV; 127 V fase-neutro) de cada unidade. A partir dos fluxos do *OpenDSS*, e a equação (12); o fator de carregamento é então  $L_t$  obtido pela equação (13), em que  $S_{\text{nom}}$  é a potência nominal do transformador analisado. Define-se sobrecarga quando  $L_t$  excede o limite operacional adotado 1,00 p.u. para regime contínuo. Essa métrica é computada para todos os transformadores e em 100 réplicas de Monte Carlo, e

mantendo a análise exclusivamente fase-neutro. Ao final, consolida-se, por unidade e por cenário, a distribuição estatística do carregamento com médias, desvios-padrão e percentis, com *boxplots*, o que permite comparar a severidade e a persistência das sobrecargas entre réplicas e identificar os transformadores com maior risco operacional.

$$S_t = \sqrt{P_t^2 + Q_t^2} \quad (12)$$

$$L_t = \frac{S_t}{S_{\text{nom}}} \quad (13)$$

#### 4.2.3 Análise da tensão em regime permanente por meio de medidores

Para a análise do comportamento de tensão, o modelo foi configurado para extrair, a cada passo de 15 min, as magnitudes de tensão em pu no barramento de baixa tensão (BT) aleatório do sistema. As tensões foram obtidas a partir da solução do circuito no modo *daily* do *OpenDSS*, considerando as condições estocásticas de carregamento impostas pela inserção dos veículos elétricos em cada réplica de Monte Carlo.

Em cada instante simulado, registrou-se os valores de tensão entre as fases do barramento BT, de forma a identificar a condição mais crítica de operação. Ao longo de um dia típico (92 passos de 15 min), determinou-se o valor mínimo diário de tensão ( $V_{\text{min}}^{\text{pu}}$ ) para cada execução do Monte Carlo.

Após a conclusão das 100 réplicas independentes, foram consolidados indicadores estatísticos, partir dos valores diários de  $V_{\text{min}}^{\text{pu}}$ . Esses resultados foram representados por meio de *boxplots*, permitindo avaliar a variabilidade das tensões sob diferentes níveis de penetração de veículos elétricos e identificar transformadores com tendência a operar fora da faixa normativa. Vale ressaltar que todas as barras de baixa tensão do sistema foi analisada, sendo assim, adicionado medidores em cada uma delas.

#### 4.2.4 Análise do desequilíbrio de tensão no transformador

O desequilíbrio de tensão foi avaliado com base nas componentes simétricas obtidas diretamente do modelo no *OpenDSS*. A cada passo de 15 minutos, o algoritmo extrai as tensões trifásicas de fase-neutro ( $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$ ) no barramento de baixa tensão do transformador analisado. Em seguida, essas tensões são decompostas em suas componentes de sequência — positiva ( $V_1$ ), negativa ( $V_2$ ) e zero ( $V_0$ ) — por meio da transformada de Fortescue, expressa na equação (14).



$$\begin{pmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \text{ com } a = e^{j(2\pi/3)} \quad (14)$$

onde  $V_1$  representa a componente de sequência positiva para o sistema balanceado equivalente,  $V_2$  a de sequência negativa, responsável por representar o desequilíbrio e  $V_0$  a de sequência zero, que representa a corrente que flui pelo neutro. A partir dessas grandezas, calcula-se o índice de desequilíbrio de tensão como FD (Fator de Desequilíbrio) conforme a recomendação do PRODIST, definido conforme a equação (4):

$$\text{FD [\%]} = 100 \times \frac{|V_2|}{|V_1|} \quad (15)$$

Esse indicador quantifica o grau de assimetria entre as fases, permitindo avaliar o quanto o sistema trifásico se afasta da condição ideal de equilíbrio. Valores de FD superiores a aproximadamente 2% são usualmente considerados fora dos limites de qualidade de energia estabelecidos por normas internacionais. Para o PRODIST, o limite máximo de desequilíbrio é feito a partir do FD95% conforme a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão

Indicador	Tensão Nominal	
	$V_n \leq 2,3\text{kV}$	$2,3\text{ kV} < V_n < 230\text{ kV}$
	FD95% 3,0%	2,0%

A aplicação dessa métrica em cada passo de simulação permitiu identificar períodos críticos de maior desequilíbrio, especialmente decorrentes da inserção desbalanceada de veículos elétricos entre as fases no sistema de baixa tensão.

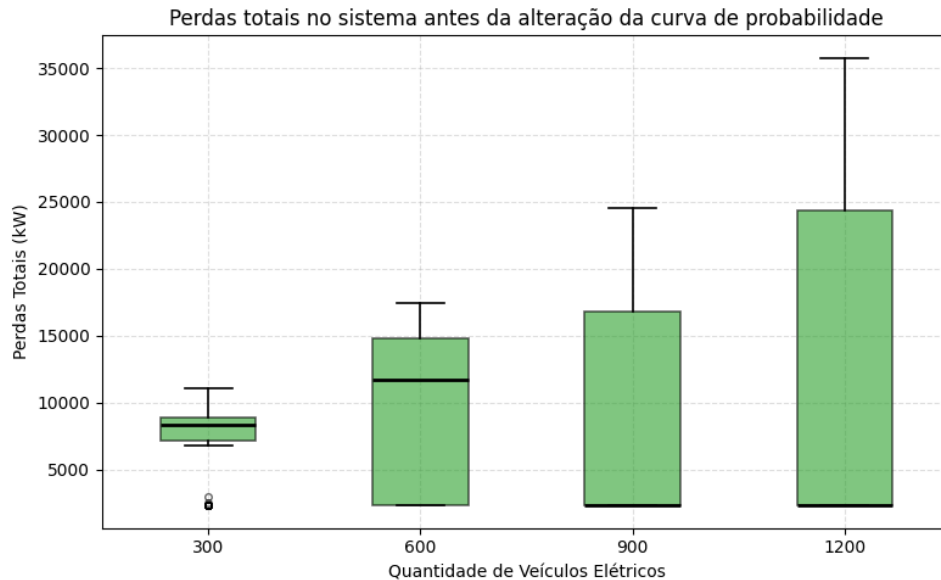
### 4.3 Análise dos resultados obtidos

#### 4.3.1 Análise das perdas técnicas no sistema antes da alteração da curva de probabilidade

Esta seção apresenta a análise dos resultados referentes às perdas técnicas totais do sistema de distribuição antes da alteração da curva de probabilidade associada ao carregamento dos veículos elétricos. As perdas foram obtidas a partir de simulações estocásticas baseadas no

método de Monte Carlo, considerando diferentes níveis de penetração de veículos elétricos no sistema, especificamente 300, 600, 900 e 1200 veículos, conforme Figura 23.

Figura 23 - Perdas totais no sistema antes da alteração da curva de probabilidade



A Figura 23 ilustra, por meio de diagramas de caixa (*boxplots*), a distribuição estatística das perdas totais diárias do sistema para cada cenário analisado. Cada *boxplot* consolida os resultados das 100 réplicas independentes, refletindo a variabilidade inerente aos perfis estocásticos de carregamento, como horários de início, duração das recargas e pontos de conexão à rede.

Observa-se inicialmente que, à medida que a quantidade de veículos elétricos aumenta, ocorre um crescimento significativo tanto no valor central das perdas quanto na sua dispersão. No cenário com 300 veículos elétricos, as perdas totais apresentam menor variabilidade, com mediana relativamente baixa e intervalo interquartil estreito, indicando um regime operacional ainda próximo ao comportamento nominal do sistema. Nesse caso, a maior parte das simulações concentra-se em valores mais homogêneos, com poucos valores extremos.

Para os cenários com 600 e 900 veículos elétricos, nota-se um alargamento progressivo dos *boxplots*, evidenciando maior dispersão dos resultados. Esse comportamento indica que o aumento da penetração de veículos elétricos intensifica a sensibilidade do sistema às condições estocásticas de carregamento, resultando em maiores flutuações das perdas técnicas. Além disso, a elevação da mediana sugere um aumento consistente das perdas médias diárias, associado ao acréscimo de corrente circulante nas linhas e transformadores.

No cenário mais severo, com 1200 veículos elétricos, as perdas totais atingem os maiores valores observados, tanto em termos de mediana quanto de máximos. A ampla extensão do intervalo interquartil e a presença de valores elevados nos limites superiores do *boxplot* indicam a ocorrência frequente de condições operativas mais críticas, caracterizadas por elevados níveis de carregamento simultâneo. Esse comportamento reforça o caráter não linear do crescimento das perdas, uma vez que estas são proporcionais ao quadrado da corrente elétrica, tornando-se mais sensíveis em regimes de maior demanda.

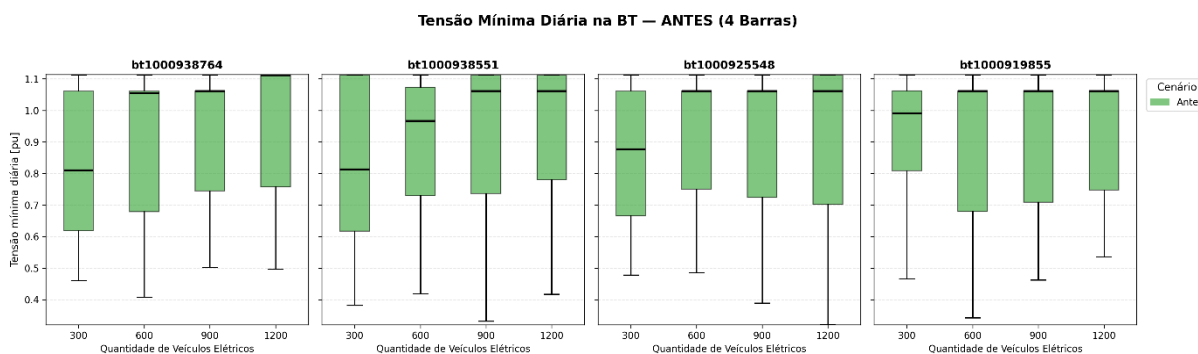
De forma geral, os resultados demonstram que, antes da alteração da curva de probabilidade, o padrão de carregamento dos veículos elétricos impõe ao sistema um aumento expressivo das perdas técnicas totais, além de ampliar significativamente sua variabilidade. Tal cenário evidencia que a simples elevação da penetração de veículos elétricos, sem estratégias de gestão ou suavização dos perfis de carga, pode comprometer o desempenho energético do sistema de distribuição.

Esses resultados servem como referência para a análise comparativa apresentada nos capítulos subsequentes, nos quais se avalia o impacto da modificação da curva de probabilidade de carregamento sobre a redução das perdas técnicas e sobre a mitigação da variabilidade operacional do sistema.

#### 4.3.2 Análise da tensão em regime permanente 4 barras aleatórias da baixa tensão

Com o intuito de estudar a tensão em regime permanente nos barramentos de baixa tensão, foram selecionados três locais diferentes dos medidores que foram colocados no sistema para que pudessem ser analisados o comportamento da tensão quando inseridos os veículos elétricos, conforme Figura 24.

Figura 24 - Análise da tensão em regime permanente de 4 barras do sistema antes da alteração da curva de probabilidade



A Figura 24 apresenta a distribuição das tensões em pu na baixa tensão para em 4 barras diferentes analisadas, considerando diferentes níveis de penetração de veículos elétricos. Observa-se que, à medida que a quantidade de veículos elétricos aumenta, ocorre um alargamento da dispersão dos valores de tensão, evidenciado pela ampliação da distância interquartil e pelo deslocamento dos limites inferiores dos *boxplots*.

Esse comportamento indica maior variabilidade e maior incidência de subtensões nos cenários de maior penetração. Nota-se, ainda, que as 4 barras analisadas apresentem padrões semelhantes, porém com pequenas diferenças nos valores medianos e nos extremos, o que sugere a influência das características locais da rede, como impedâncias dos ramais, carregamento e topologia.

De modo geral, os resultados indicam que o aumento da penetração de veículos elétricos impacta negativamente o perfil de tensão da rede em baixa tensão, reforçando a necessidade de estratégias de mitigação, como controle de carregamento, reforço de rede ou inserção de dispositivos de compensação.

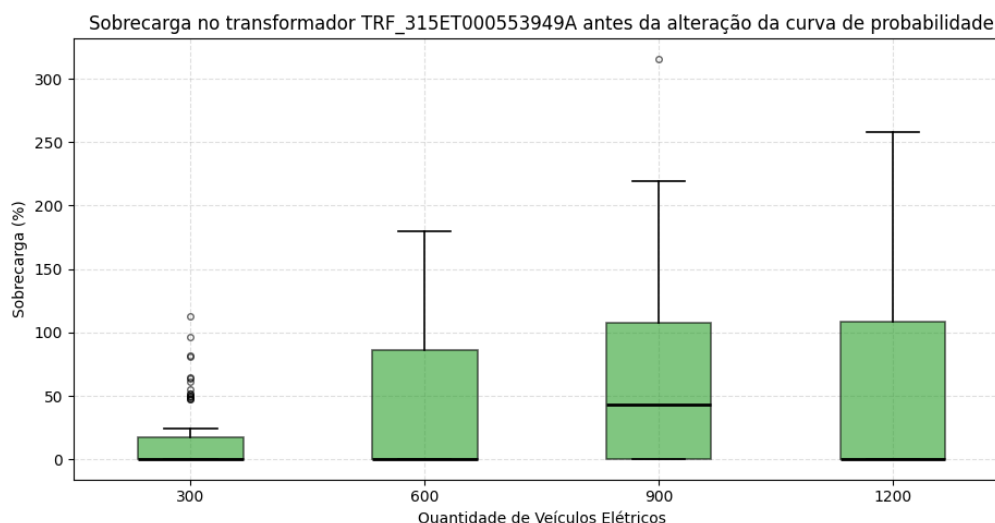
No apêndice A deste trabalho, encontra-se os valores de tensão máxima e mínima em pu em todas as barras de baixa tensão do sistema.

#### **4.3.3 Análise da sobrecarga e desequilíbrio do transformador TRF\_315ET000553949A com potência de 30kVA antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento**

Em sequência, foi avaliado o comportamento operacional do transformador TRF\_315ET000553949A, de potência nominal de 30 kVA, considerando os cenários de penetração de veículos elétricos antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento. A avaliação foi realizada a partir dos resultados das simulações estocásticas baseadas no método de Monte Carlo, contemplando 100 réplicas independentes e resolução temporal de 15 minutos ao longo de um dia típico.

A Figura 25 apresenta os *boxplots* correspondentes aos níveis de sobrecarga percentual do transformador para os cenários com 300, 600, 900 e 1200 veículos elétricos conectados ao sistema. A métrica de sobrecarga foi definida como a razão entre a potência aparente demandada e a potência nominal do transformador, expressa em percentual, permitindo identificar situações em que o equipamento opera acima de sua capacidade nominal.

Figura 25 - Sobrecarga no Transformador TRF\_315ET000553949A antes da alteração da curva de probabilidade



No cenário com 300 veículos elétricos, observa-se que a maior parte das simulações apresenta valores de sobrecarga próximos de zero, com mediana baixa e intervalo interquartil reduzido. Entretanto, a presença de diversos valores atípicos (outliers) indica a ocorrência esporádica de eventos de sobrecarga, alguns ultrapassando significativamente o limite nominal do transformador. Esses episódios estão associados à coincidência temporal de carregamentos em um equipamento de baixa potência, evidenciando sua sensibilidade a variações estocásticas da demanda.

À medida que a penetração de veículos elétricos aumenta para 600 veículos, nota-se um crescimento expressivo da dispersão dos resultados. O intervalo interquartil torna-se mais amplo, e os valores máximos atingem níveis elevados de sobrecarga, indicando que o transformador passa a operar com maior frequência em condições acima de sua capacidade nominal. Esse comportamento sugere que, mesmo em cenários intermediários de penetração, o transformador de 30 kVA já se encontra em regime operacional crítico.

No cenário com 900 veículos elétricos, a situação torna-se ainda mais severa. A mediana da sobrecarga desloca-se para valores significativamente superior, e os limites superiores do *boxplot* indicam episódios recorrentes de sobrecarga extrema, ultrapassando largamente 100% da potência nominal. Esse resultado evidencia que o transformador opera, de forma sistemática, em regime de sobrecarga, o que pode acarretar aceleração do envelhecimento térmico, redução da vida útil e aumento do risco de falhas.

Para o cenário mais crítico, com 1200 veículos elétricos, observa-se a maior amplitude de variação dos resultados, com valores máximos de sobrecarga extremamente elevados. A

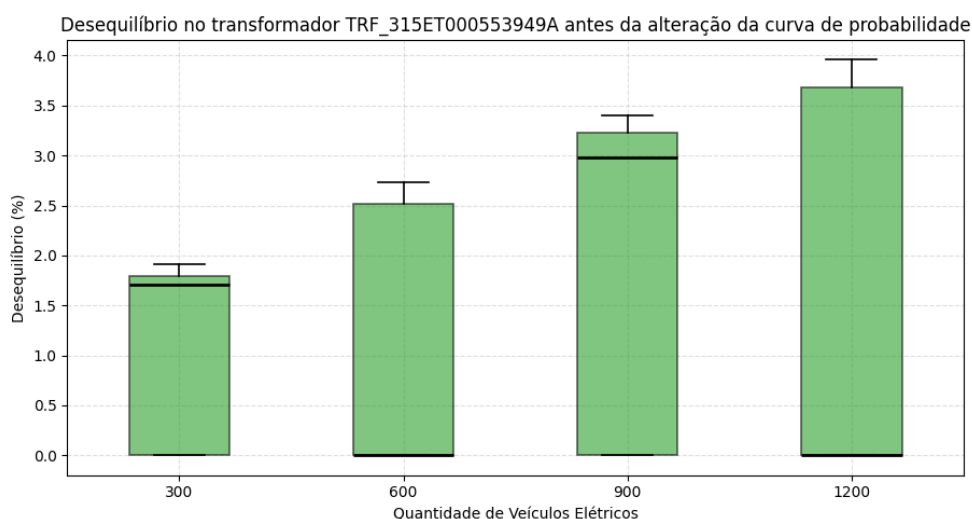
distribuição assimétrica e a elevada dispersão reforçam a incapacidade do transformador de acomodar elevados níveis de carregamento simultâneo, sobretudo quando não há qualquer estratégia de coordenação ou gerenciamento do início das recargas.

De forma geral, os resultados demonstram que, antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento, o transformador TRF\_315ET000553949A apresenta elevada vulnerabilidade à inserção de veículos elétricos, mesmo em níveis moderados de penetração. A natureza estocástica e concentrada dos perfis de carregamento intensifica a ocorrência de sobrecargas e amplia a variabilidade operacional do equipamento.

Além disso, a presença de sobrecargas severas e recorrentes sugere potenciais impactos negativos sobre o desempenho térmico e a confiabilidade do transformador, destacando a necessidade de estratégias de mitigação, tais como o escalonamento temporal das recargas, o redimensionamento de equipamentos ou a adoção de soluções de gerenciamento da demanda. Os resultados apresentados neste capítulo servem como base para a análise subsequente, na qual se avalia o impacto da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento sobre a redução das sobrecargas e a melhoria das condições operativas do transformador.

A Figura 26 ilustra os diagramas de caixa correspondentes aos índices percentuais de desequilíbrio do transformador para os cenários com 300, 600, 900 e 1200 veículos elétricos conectados ao sistema. O desequilíbrio foi avaliado a partir da assimetria entre as fases, refletindo diferenças de carregamento decorrentes da conexão monofásica ou bifásica dos veículos elétricos em pontos distintos da rede de baixa tensão.

Figura 26 – Desequilíbrio no Transformador TRF\_315ET000553949A antes da alteração da curva de probabilidade



No cenário com 300 veículos elétricos, observa-se que os níveis de desequilíbrio permanecem relativamente baixos, com mediana em torno de valores moderados e intervalo interquartil estreito. Esse comportamento indica que, embora haja assimetria de carga entre as fases, o sistema ainda opera dentro de condições aceitáveis na maior parte das simulações, com impacto limitado sobre o transformador.

Com o aumento da penetração para 600 veículos elétricos, verifica-se um crescimento perceptível do desequilíbrio, evidenciado pelo deslocamento da mediana para valores mais elevados e pelo alargamento do intervalo interquartil. Esse resultado sugere que a maior quantidade de veículos elétricos conectados de forma não uniforme às fases intensifica a assimetria de correntes, tornando o transformador mais suscetível a condições operativas desfavoráveis.

No cenário com 900 veículos elétricos, o desequilíbrio atinge níveis ainda mais elevados, com a mediana aproximando-se de valores significativamente superiores aos observados nos cenários anteriores. A concentração dos resultados em patamares mais altos indica que o desequilíbrio deixa de ser um evento pontual e passa a caracterizar de forma recorrente o regime de operação do transformador.

Para o cenário mais crítico, com 1200 veículos elétricos, observa-se o maior grau de desequilíbrio entre as fases, com valores máximos expressivos e ampla dispersão dos resultados. Esse comportamento evidencia que a elevada penetração de veículos elétricos, associada à aleatoriedade dos pontos de conexão e à ausência de coordenação no início das recargas, resulta em forte assimetria de carregamento no transformador.

De forma geral, os resultados demonstram que, antes da alteração da curva de probabilidade, o desequilíbrio de carga no transformador cresce de maneira consistente com o aumento da penetração de veículos elétricos. Tal fenômeno pode acarretar impactos negativos sobre o desempenho do equipamento, como aumento das perdas adicionais por desequilíbrio, elevação da corrente no neutro e agravamento do estresse térmico em determinadas fases.

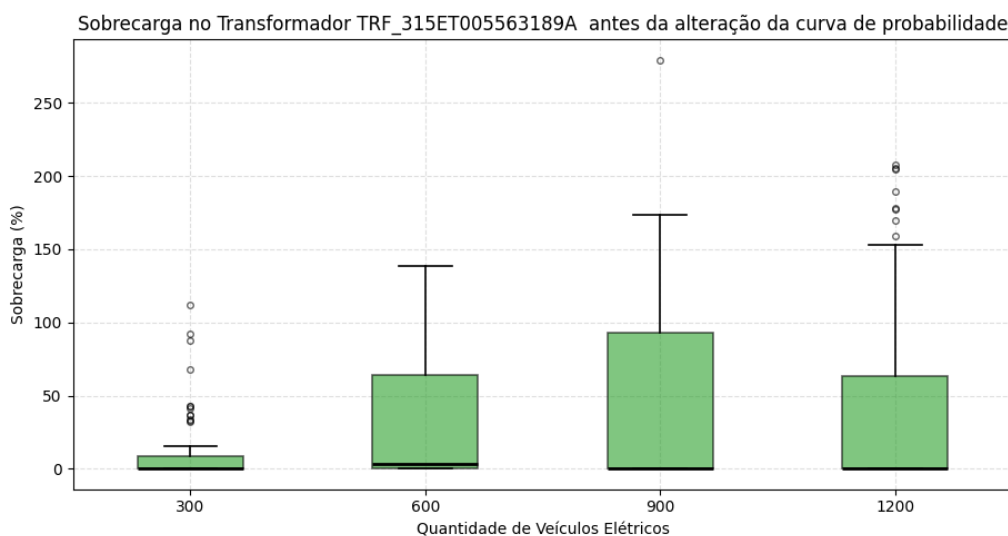
Esses resultados reforçam a necessidade de estratégias de mitigação voltadas não apenas à redução das sobrecargas, mas também à melhoria do balanceamento de cargas entre as fases, especialmente em transformadores de baixa potência nominal. No capítulo subsequente, avalia-se o efeito da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento sobre a redução dos níveis de desequilíbrio e a melhoria das condições operativas do transformador.

#### 4.3.4 Análise da sobrecarga e desequilíbrio do transformador TRF\_315ET005563189A com potência de 45kVA antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento

Este capítulo apresenta a análise do comportamento de sobrecarga do transformador TRF\_315ET005563189A, com potência nominal de 45 kVA, considerando os cenários de penetração de veículos elétricos antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento. A avaliação baseia-se nos resultados das simulações estocásticas realizadas por meio do método de Monte Carlo, com 100 réplicas independentes e resolução temporal de 15 minutos ao longo de um dia típico.

A Figura 27 apresenta os diagramas de caixa correspondentes aos níveis percentuais de sobrecarga do transformador para os cenários com 300, 600, 900 e 1200 veículos elétricos. A métrica de sobrecarga foi definida como a razão entre a potência aparente demandada no transformador e sua potência nominal, expressa em percentual, permitindo identificar os períodos em que o equipamento opera acima de sua capacidade de projeto.

Figura 27 - Sobrecarga no Transformador TRF\_315ET005563189A antes da alteração da curva de probabilidade



No cenário com 300 veículos elétricos, observa-se que a maior parte das simulações apresenta valores de sobrecarga próximos de zero, com mediana baixa e intervalo interquartil reduzido. No entanto, a presença de valores atípicos indica a ocorrência de eventos pontuais de sobrecarga, alguns ultrapassando significativamente o limite nominal do transformador. Esses episódios estão associados à coincidência de recargas em determinados instantes, ainda que o nível global de penetração seja relativamente baixo.



Com o aumento da penetração para 600 veículos elétricos, verifica-se um crescimento da dispersão dos resultados e um aumento dos valores máximos de sobrecarga. O alargamento do intervalo interquartil indica que o transformador passa a experimentar, com maior frequência, condições operativas acima do seu regime nominal, evidenciando uma sensibilidade crescente à variabilidade estocástica do carregamento dos veículos elétricos.

No cenário com 900 veículos elétricos, a severidade das sobrecargas torna-se mais pronunciada. Observa-se um deslocamento dos valores superiores do boxplot para patamares elevados, com registros de sobrecarga significativamente acima de 100% da potência nominal. Esse comportamento indica que, nesse cenário, o transformador de 45 kVA passa a operar de forma recorrente em regime de sobrecarga, o que pode comprometer sua vida útil e confiabilidade.

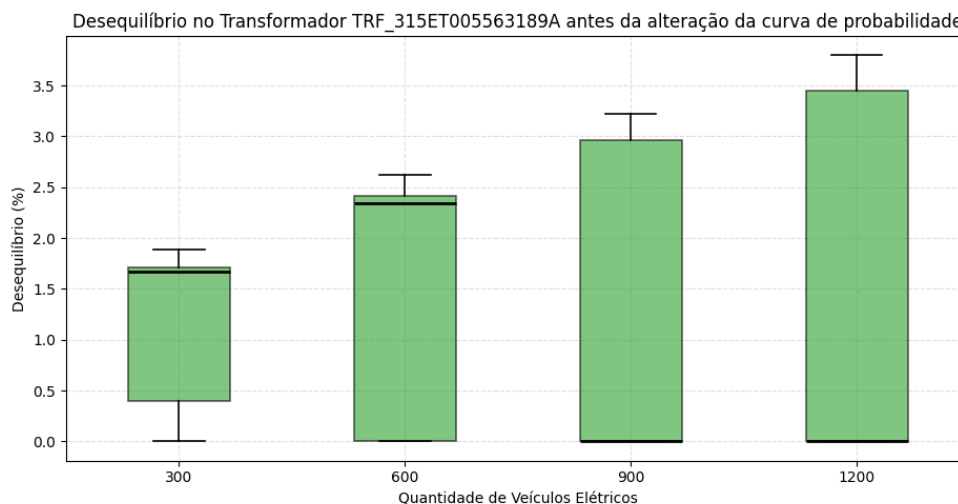
Para o cenário com 1200 veículos elétricos, apesar de a mediana não se elevar de forma tão acentuada quanto no caso do transformador de menor potência, nota-se a ocorrência de eventos extremos de sobrecarga, com valores máximos expressivos. A ampla dispersão dos resultados evidencia que, embora o transformador de 45 kVA apresente maior capacidade de acomodação em relação a equipamentos de menor porte, ele ainda se mostra vulnerável a condições de carregamento altamente concentradas e não coordenadas.

De maneira geral, os resultados indicam que, antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento, o transformador TRF\_315ET005563189A apresenta comportamento operacional sensível ao aumento da penetração de veículos elétricos. Embora sua maior potência nominal proporcione maior robustez em comparação ao transformador de 30 kVA, ainda são observadas sobrecargas significativas, sobretudo em cenários de elevada simultaneidade de recargas.

Esses resultados reforçam a importância da adoção de estratégias de mitigação, como o escalonamento temporal do início das recargas ou o gerenciamento ativo da demanda, de modo a reduzir a incidência de sobrecargas e preservar a integridade dos equipamentos. A análise apresentada neste capítulo serve como base para a avaliação subsequente dos impactos da alteração da curva de probabilidade sobre o desempenho do transformador.

A Figura 28 apresenta os diagramas de caixa correspondentes aos índices percentuais de desequilíbrio do transformador para os cenários com 300, 600, 900 e 1200 veículos elétricos conectados ao sistema. O desequilíbrio foi quantificado a partir da assimetria de carregamento entre as fases, refletindo a distribuição não uniforme das conexões dos veículos elétricos na rede de baixa tensão.

Figura 28 - Desequilíbrio no Transformador TRF\_315ET005563189A antes da alteração da curva de probabilidade



No cenário com 300 veículos elétricos, observa-se que os níveis de desequilíbrio permanecem relativamente baixos, com mediana em torno de valores moderados e intervalo interquartil reduzido. Esse comportamento indica que, apesar da presença de assimetrias pontuais entre as fases, o transformador ainda opera majoritariamente em condições próximas ao equilíbrio, sem impactos significativos sobre seu desempenho.

Com o aumento da penetração para 600 veículos elétricos, verifica-se um deslocamento da mediana para valores mais elevados, bem como um aumento da dispersão dos resultados. Esse comportamento evidencia que a maior quantidade de veículos elétricos conectados de forma aleatória às fases intensifica o desequilíbrio de cargas, tornando o fenômeno mais recorrente no regime operacional do transformador.

No cenário com 900 veículos elétricos, o desequilíbrio torna-se mais pronunciado, com valores centrais mais elevados e maior amplitude de variação. A concentração dos resultados em patamares superiores indica que o transformador passa a operar com assimetrias significativas entre as fases, o que pode resultar em aumento das perdas adicionais e elevação das correntes no neutro.

Para o cenário mais crítico, com 1200 veículos elétricos, observa-se o maior grau de desequilíbrio entre as fases, com valores máximos expressivos e ampla dispersão dos resultados. Esse comportamento evidencia que, mesmo em um transformador de maior potência nominal, a elevada penetração de veículos elétricos, associada à ausência de coordenação no início das recargas, compromete o balanceamento de carga e agrava as condições operativas do equipamento.

De forma geral, os resultados demonstram que, antes da alteração da curva de probabilidade, o desequilíbrio de carga no transformador TRF\_315ET005563189A cresce de maneira consistente com o aumento da penetração de veículos elétricos. Embora o transformador de 45 kVA apresente maior robustez em relação ao de menor potência, o desequilíbrio permanece como um fator relevante de degradação do desempenho, especialmente em cenários de alta simultaneidade de carregamento.

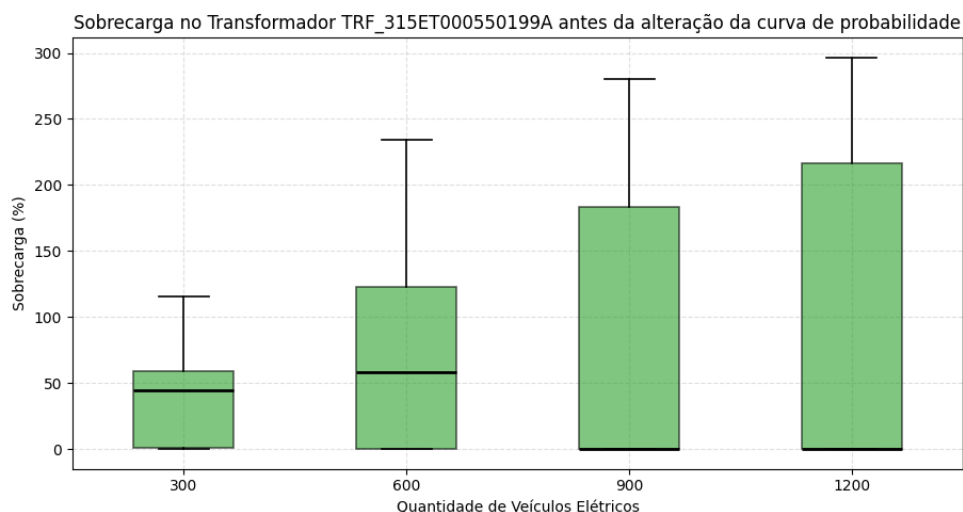
Esses resultados reforçam a necessidade de estratégias de mitigação que considerem não apenas a redução das sobrecargas, mas também a melhoria do balanceamento entre as fases, seja por meio do gerenciamento inteligente das conexões, seja por estratégias de escalonamento temporal do carregamento dos veículos elétricos.

#### **4.3.5 Análise da sobrecarga e desequilíbrio TRF\_315ET000550199A com potência de 75 kVA antes da alteração de curva de probabilidade de início de carregamento**

Esta seção apresenta a análise do comportamento de sobrecarga do transformador TRF\_315ET000550199A, com potência nominal de 75 kVA, considerando diferentes níveis de penetração de veículos elétricos antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento. A avaliação foi conduzida a partir das simulações estocásticas baseadas no método de Monte Carlo, com 100 réplicas independentes e resolução temporal de 15 minutos ao longo de um dia típico.

A Figura 29 apresenta os diagramas de caixa correspondentes aos níveis percentuais de sobrecarga do transformador para os cenários com 300, 600, 900 e 1200 veículos elétricos. A sobrecarga foi definida como a razão entre a potência aparente demandada no transformador e sua potência nominal, expressa em percentual, permitindo identificar os períodos em que o equipamento opera acima de sua capacidade de projeto.

Figura 29 - Sobrecarga no Transformador TRF\_315ET000550199A antes da alteração da curva de probabilidade



No cenário com 300 veículos elétricos, observa-se que o transformador apresenta valores medianos de sobrecarga moderados, com parte significativa das simulações concentradas em níveis abaixo da potência nominal. No entanto, a presença de valores máximos elevados indica a ocorrência de eventos pontuais de sobrecarga, associados à coincidência temporal de carregamentos, mesmo em um transformador de maior capacidade nominal.

Com o aumento da penetração para 600 veículos elétricos, verifica-se um crescimento tanto da mediana quanto da dispersão dos resultados. O alargamento do intervalo interquartil e a elevação dos valores máximos indicam que o transformador passa a operar com maior frequência em condições de carregamento elevado, evidenciando uma sensibilidade crescente à simultaneidade das recargas.

No cenário com 900 veículos elétricos, o comportamento torna-se mais crítico. Observa-se uma ampliação significativa da faixa de variação dos resultados, com valores máximos de sobrecarga que ultrapassam amplamente o limite nominal do transformador. A distribuição assimétrica dos dados indica que, embora o transformador de 75 kVA apresente maior robustez em relação aos de menor porte, ele passa a operar de forma recorrente em regimes de sobrecarga sob condições de elevada concentração de carregamentos.

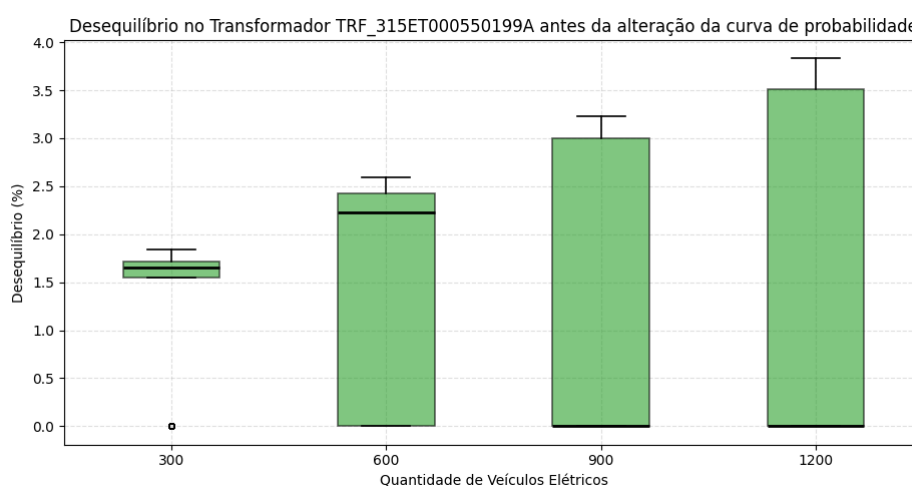
Para o cenário mais severo, com 1200 veículos elétricos, os níveis de sobrecarga atingem os maiores valores observados. A elevada dispersão dos resultados e a presença de eventos extremos evidenciam que, mesmo com maior potência instalada, o transformador não é capaz de absorver, de forma segura, elevados níveis de carregamento simultâneo quando não há qualquer estratégia de coordenação do início das recargas.

De forma geral, os resultados demonstram que, antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento, o transformador TRF\_315ET000550199A apresenta desempenho superior aos transformadores de menor potência analisados anteriormente, porém ainda sujeito a condições críticas de sobrecarga em cenários de alta penetração de veículos elétricos. Esse comportamento reforça o caráter não linear do impacto da simultaneidade de carregamento, que pode levar à saturação da capacidade do equipamento mesmo em transformadores de maior porte.

Esses resultados destacam a necessidade de estratégias de mitigação voltadas ao gerenciamento do carregamento dos veículos elétricos, uma vez que o simples aumento da potência nominal dos transformadores não é suficiente para eliminar a ocorrência de sobrecargas sob padrões de carregamento altamente concentrados. A análise apresentada neste capítulo serve como base para a avaliação subsequente do desequilíbrio de carga nesse transformador e para a comparação com os resultados obtidos após a alteração da curva de probabilidade.

A Figura 30 apresenta os diagramas de caixa correspondentes aos índices percentuais de desequilíbrio do transformador para os cenários com 300, 600, 900 e 1200 veículos elétricos conectados ao sistema. O desequilíbrio foi quantificado a partir da assimetria de carregamento entre as fases, decorrente da conexão não uniforme dos veículos elétricos na rede de baixa tensão.

Figura 30 - Desequilíbrio no Transformador TRF\_315ET000550199A antes da alteração da curva de probabilidade



No cenário com 300 veículos elétricos, observa-se que os níveis de desequilíbrio permanecem relativamente baixos, com mediana próxima a valores moderados e intervalo interquartil reduzido. Esse comportamento indica que, apesar da presença de assimetrias

pontuais, o transformador opera predominantemente em condições próximas ao equilíbrio, beneficiado por sua maior potência nominal em relação aos transformadores analisados anteriormente.

Com o aumento da penetração para 600 veículos elétricos, verifica-se um crescimento do desequilíbrio, evidenciado pelo deslocamento da mediana para valores mais elevados e pelo aumento da dispersão dos resultados. Esse comportamento indica que a maior quantidade de conexões monofásicas ou bifásicas de veículos elétricos intensifica a assimetria entre as fases, tornando o fenômeno mais recorrente no regime operacional do transformador.

No cenário com 900 veículos elétricos, o desequilíbrio torna-se ainda mais pronunciado. Observa-se um aumento significativo dos valores centrais e da amplitude de variação, indicando que o transformador passa a operar com diferenças relevantes de carregamento entre as fases. Tal condição pode resultar em elevação das correntes de neutro, aumento das perdas adicionais e maior estresse térmico em fases específicas.

Para o cenário mais crítico, com 1200 veículos elétricos, registram-se os maiores níveis de desequilíbrio, com valores máximos expressivos e ampla dispersão dos resultados. Esse comportamento evidencia que, mesmo em um transformador de maior potência nominal, a elevada penetração de veículos elétricos, associada à ausência de coordenação no início das recargas, compromete significativamente o balanceamento de cargas.

De forma geral, os resultados demonstram que, antes da alteração da curva de probabilidade, o desequilíbrio de carga no transformador TRF\_315ET000550199A cresce de maneira consistente com o aumento da penetração de veículos elétricos. Embora o transformador de 75 kVA apresente maior capacidade de acomodação em relação aos de menor porte, o desequilíbrio permanece como um fator relevante de degradação do desempenho operacional, especialmente em cenários de elevada simultaneidade de carregamento.

Esses resultados reforçam a necessidade de estratégias de mitigação que considerem não apenas a redução das sobrecargas, mas também a melhoria do balanceamento entre as fases, sobretudo em contextos de alta penetração de veículos elétricos. No capítulo subsequente, avalia-se o impacto da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento sobre a redução dos níveis de desequilíbrio e a melhoria das condições operativas desse transformador.

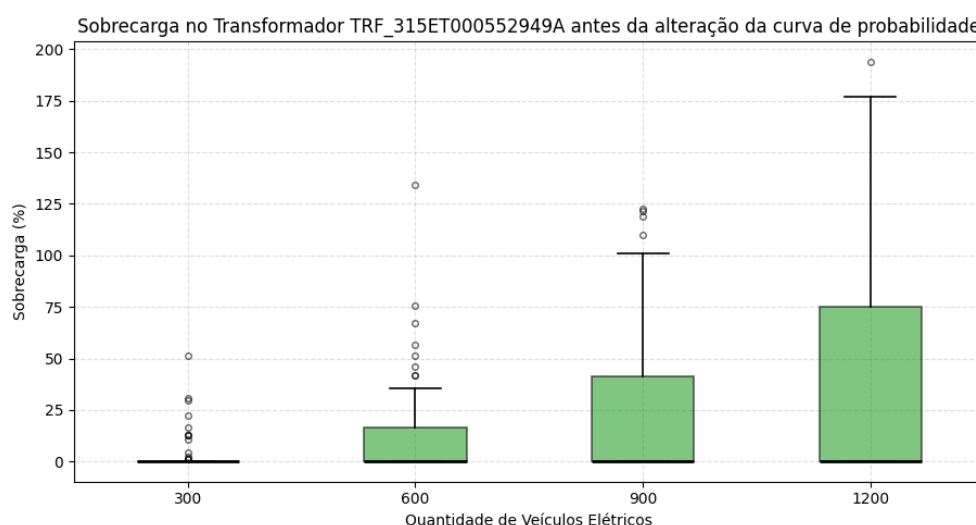
#### **4.3.6 Análise da sobrecarga e desequilíbrio TRF\_315ET000552949A com potência de 75 kVA antes da alteração de curva de probabilidade de início de carregamento**

Tendo em vista a maior quantidade de transformadores de 75kVA no sistema, esta seção apresenta a análise do comportamento operacional do transformador TRF\_315ET000552949A,

com potência nominal de 75 kVA, considerando diferentes níveis de penetração de veículos elétricos antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento. A avaliação foi realizada a partir das simulações estocásticas baseadas no método de Monte Carlo, com 100 réplicas independentes e resolução temporal de 15 minutos ao longo de um dia típico.

A Figura 31 apresenta os diagramas de caixa correspondentes aos níveis percentuais de sobrecarga do transformador para os cenários com 300, 600, 900 e 1200 veículos elétricos. A sobrecarga foi definida como a razão entre a potência aparente demandada no transformador e sua potência nominal, expressa em percentual.

Figura 31 - Sobrecarga no TRF\_315ET000552949A antes da alteração da curva de probabilidade



No cenário com 300 veículos elétricos, observa-se que o transformador opera predominantemente abaixo de sua capacidade nominal, com valores medianos de sobrecarga próximos de zero. Entretanto, a presença de valores atípicos indica a ocorrência de eventos pontuais de sobrecarga, associados à coincidência temporal de recargas, ainda que de forma esporádica.

Com o aumento da penetração para 600 veículos elétricos, verifica-se um crescimento da dispersão dos resultados e o surgimento de valores máximos mais elevados. Embora a mediana permaneça relativamente baixa, a ocorrência de eventos extremos evidencia que o transformador passa a experimentar condições de carregamento elevado em determinados instantes, refletindo a influência da simultaneidade das recargas.

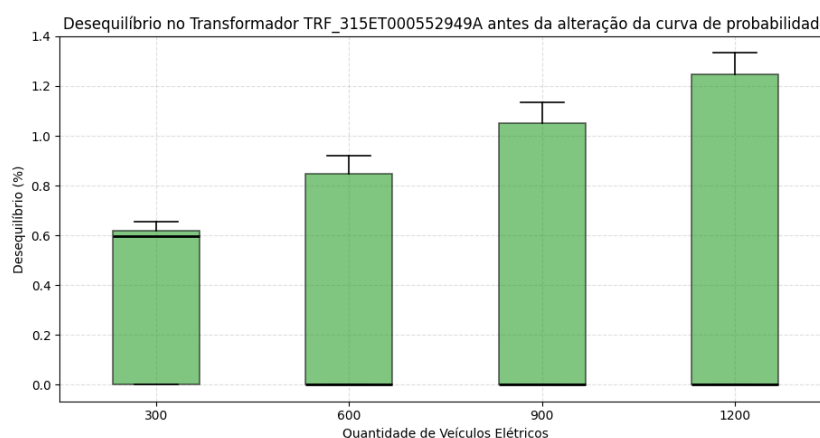
No cenário com 900 veículos elétricos, a sobrecarga torna-se mais significativa. Observa-se um alargamento expressivo do intervalo interquartil e a presença de valores máximos que ultrapassam de forma consistente a potência nominal do transformador. Esse comportamento

indica que o equipamento passa a operar com maior frequência em regimes de sobrecarga, o que pode comprometer sua confiabilidade e acelerar o envelhecimento térmico.

Para o cenário mais crítico, com 1200 veículos elétricos, registram-se os maiores níveis de sobrecarga observados. A ampla dispersão dos resultados e a ocorrência de eventos extremos evidenciam que, mesmo em um transformador de 75 kVA, a elevada concentração de carregamentos simultâneos pode levar a condições operativas severas quando não há qualquer estratégia de coordenação do início das recargas.

A Figura 32 apresenta os diagramas de caixa correspondentes aos índices percentuais de desequilíbrio de carga do transformador TRF\_315ET000552949A para os mesmos cenários analisados. O desequilíbrio foi quantificado a partir da assimetria de carregamento entre as fases, decorrente da conexão não uniforme dos veículos elétricos na rede de baixa tensão.

Figura 32 - Desequilíbrio no TRF\_315ET000552949A antes da alteração da curva de probabilidade



No cenário com 300 veículos elétricos, os níveis de desequilíbrio permanecem baixos, com mediana inferior a 1% e reduzida dispersão dos resultados. Esse comportamento indica que, apesar da aleatoriedade das conexões, o transformador opera majoritariamente em condições próximas ao equilíbrio, beneficiado por sua maior potência nominal e pela menor densidade de carregamentos.

À medida que a penetração aumenta para 600 e 900 veículos elétricos, observa-se um crescimento gradual do desequilíbrio, evidenciado pelo deslocamento da mediana e pelo aumento da amplitude dos resultados. Esse comportamento indica que a maior quantidade de veículos elétricos conectados de forma assimétrica às fases intensifica o desbalanceamento de carga, tornando-o mais recorrente no regime operacional do transformador.

No cenário com 1200 veículos elétricos, o desequilíbrio atinge seus maiores valores, embora ainda em patamares inferiores aos observados em transformadores de menor potência analisados anteriormente. A dispersão dos resultados indica que, mesmo com maior capacidade



instalada, o transformador passa a operar com assimetrias relevantes entre as fases sob condições de elevada simultaneidade de carregamento.

De forma geral, os resultados indicam que o transformador TRF\_315ET000552949A apresenta maior robustez em relação aos transformadores de menor potência analisados nos capítulos anteriores, tanto no que se refere à sobrecarga quanto ao desequilíbrio de carga. No entanto, a ocorrência de eventos extremos de sobrecarga e o crescimento progressivo do desequilíbrio com o aumento da penetração de veículos elétricos evidenciam que a simples ampliação da potência nominal não é suficiente para eliminar os impactos técnicos associados a padrões de carregamento altamente concentrados.

Esses resultados reforçam a importância da adoção de estratégias de mitigação baseadas no gerenciamento do início das recargas e no balanceamento de cargas entre as fases, de modo a preservar a integridade dos equipamentos e garantir a operação segura do sistema de distribuição. No capítulo subsequente, avalia-se o impacto da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento sobre a redução das sobrecargas e dos níveis de desequilíbrio observados neste transformador

Em síntese, a análise da distribuição de frequência reforça que, embora o valor médio de sobrecarga possa parecer moderado, o comportamento probabilístico evidencia a existência de picos críticos de operação que se tornam cada vez mais prováveis com o aumento da penetração de veículos elétricos. Essa constatação reforça a importância de se adotar medidas de gerenciamento de demanda e coordenação de horários de recarga para evitar o comprometimento térmico do transformador e assegurar a confiabilidade do sistema de distribuição.

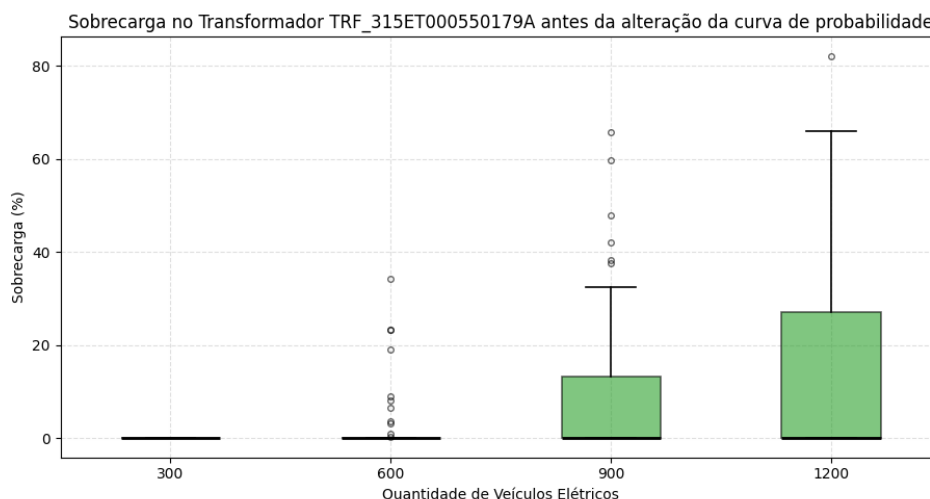
#### **4.3.7 Análise da sobrecarga e desequilíbrio TRF\_315ET000550179A com potência de 150kVA antes da alteração de curva de probabilidade de início de carregamento**

Esta seção apresenta a análise do comportamento operacional do transformador TRF\_315ET000550179A, com potência nominal de 150 kVA, considerando diferentes níveis de penetração de veículos elétricos antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento. A avaliação foi realizada a partir das simulações estocásticas baseadas no método de Monte Carlo, com 100 réplicas independentes e resolução temporal de 15 minutos ao longo de um dia típico.

A Figura 33 correspondente à sobrecarga evidencia que, para os cenários com 300 e 600 veículos elétricos, o transformador opera predominantemente sem ocorrência significativa de sobrecarga, com valores concentrados próximos de zero ao longo das réplicas simuladas.

Observa-se, contudo, no cenário de 600 VEs, a presença de outliers pontuais, indicando eventos esporádicos de sobrecarga associados à coincidência temporal do carregamento simultâneo dos veículos, embora ainda sem caráter sistemático.

Figura 33 - Sobrecarga no TRF\_315ET000550179A antes da alteração da curva de probabilidade

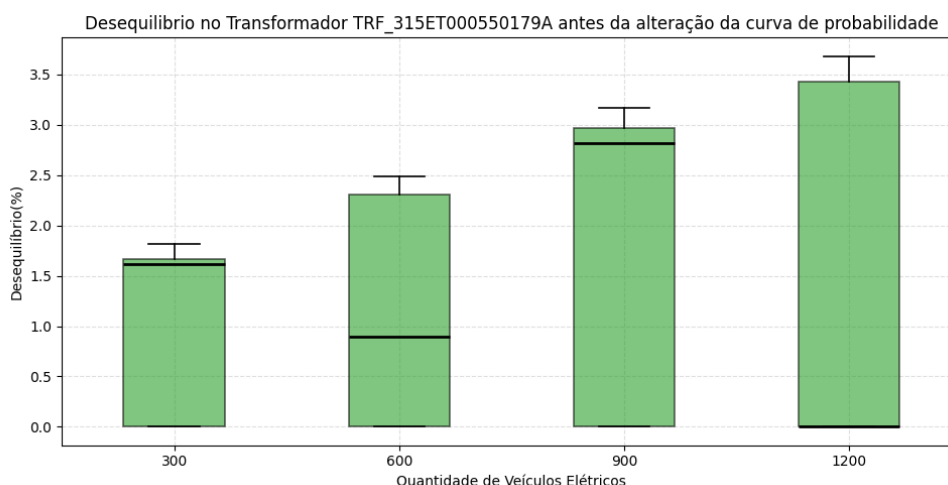


Com o aumento da penetração para 900 veículos elétricos, verifica-se uma mudança clara no padrão operacional, caracterizada pelo deslocamento da mediana e pelo aumento expressivo da dispersão dos dados. Nesse cenário, passam a ocorrer sobrecargas recorrentes, com valores que atingem patamares superiores a 60%, evidenciando que o transformador começa a operar em condições críticas em parte significativa do período analisado.

No cenário mais severo, com 1200 veículos elétricos, a sobrecarga torna-se ainda mais pronunciada. Observa-se um alargamento significativo do intervalo interquartil, acompanhado por valores máximos superiores a 80%, o que indica uma operação frequentemente próxima ou acima dos limites recomendados. Esse comportamento reforça a elevada sensibilidade do transformador ao aumento da penetração de VEs quando o início do carregamento segue a curva de probabilidade original, sem mecanismos de mitigação ou dispersão temporal.

De forma geral, os resultados indicam que, embora o transformador de 150 kVA apresente maior robustez em comparação a unidades de menor porte, níveis elevados de penetração de veículos elétricos levam rapidamente à intensificação da sobrecarga, comprometendo a confiabilidade e a vida útil do equipamento.

A análise do desequilíbrio, apresentada na Figura 34, mostra que mesmo em cenários de menor penetração, como 300 veículos elétricos, já se observa a presença de desequilíbrio percentual relevante, com valores concentrados em torno de 1,5% a 1,8%. Isso indica que a inserção dos VEs, mesmo em níveis moderados, contribui para a assimetria de carregamento entre as fases do transformador.

Figura 34 - Desequilíbrio no *TRF\_315ET000550179A* antes da alteração da curva de probabilidade

No cenário com 600 veículos elétricos, o desequilíbrio apresenta aumento da variabilidade, com uma mediana mais elevada e maior dispersão entre as réplicas. Esse comportamento reflete a natureza aleatória da conexão dos carregadores às fases, característica típica de cenários residenciais, em que não há controle explícito do balanceamento de carga.

Para os cenários de 900 e 1200 veículos elétricos, observa-se um agravamento consistente do desequilíbrio, com medianas próximas ou superiores a 3% e valores máximos ultrapassando 3,5%. Além do aumento do nível médio, destaca-se a ampliação do intervalo interquartil, indicando que o desequilíbrio passa a ocorrer de forma mais frequente e intensa ao longo do dia.

Esse comportamento evidencia que o crescimento da penetração de veículos elétricos, associado a uma curva de início de carregamento não otimizada, aumenta significativamente o desequilíbrio de carga, potencializando efeitos adversos como elevação de perdas, aquecimento desigual do transformador e degradação da qualidade da energia elétrica.

De forma integrada, os resultados de sobrecarga e desequilíbrio demonstram que, antes da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento, o transformador *TRF\_315ET000550179A* passa a operar em condições progressivamente mais críticas à medida que aumenta a penetração de veículos elétricos. Embora a potência nominal de 150 kVA proporcione maior margem operacional nos cenários iniciais, os níveis mais elevados de VEs evidenciam limitações importantes do sistema quando não são adotadas estratégias de gerenciamento do carregamento.

Esses resultados reforçam a necessidade de estratégias de mitigação, como a redistribuição temporal do início do carregamento ou o controle do balanceamento entre fases,

temas que serão explorados nas análises subsequentes após a alteração da curva de probabilidade.

De forma consolidada, a Tabela 4.2 resume os principais resultados referentes ao transformador de 150 kVA.

Tabela 4.2 - Indicadores operacionais do transformador TRF\_315ET000550179A sob diferentes níveis de penetração de veículos elétricos

Nível de Penetração de VEs	Sobrecarga	Desequilíbrio
<b>300 VEs</b>	Normal	< 2 %
<b>600 VEs</b>	Normal	≈ 2,32 %
<b>900 VEs</b>	Aceitável, limite próximo	≈ 2,93 %
<b>1200 VEs</b>	Crítica	≈ 3,43 %

Observa-se que, até o cenário de 600 VEs, o transformador opera dentro dos limites operacionais e de qualidade de energia estabelecidos. A partir de 900 VEs, o desequilíbrio de tensão torna-se o principal fator limitante, ultrapassando os padrões normativos. Já no cenário de 1200 VEs, o sistema entra em regime crítico, com sobrecargas frequentes, quedas de tensão significativas e perdas expressivas, caracterizando uma condição de operação insustentável.

#### 4.4 Considerações Finais

A análise conjunta dos diferentes transformadores avaliados ao longo deste capítulo evidencia, de forma clara e sistemática, que a penetração crescente de veículos elétricos exerce influência direta e significativa sobre o desempenho da rede de distribuição. Cada transformador respondeu de maneira distinta à intensificação da demanda de carregamento, revelando que a capacidade nominal e as características topológicas da rede desempenham papel determinante no grau de impacto observado. Ainda assim, apesar das diferenças entre os equipamentos de 30kVA, 45kVA, 75kVA e 150kVA, emergem padrões comuns que permitem compreender a dinâmica de funcionamento da rede em cenários de elevada penetração de veículos elétricos.

O transformador de 30 kVA apresentou o comportamento mais crítico, demonstrando vulnerabilidade acentuada mesmo em condições moderadas de carregamento. A redução expressiva dos níveis de tensão, o crescimento abrupto das perdas, as sobrecargas extremas e o elevado desequilíbrio entre fases indicaram que transformadores de pequeno porte possuem baixa resiliência diante da mobilidade elétrica residencial. Esses resultados reforçam que, em

regiões atendidas por equipamentos dessa faixa de potência, a expansão desordenada de carregadores tende a comprometer de maneira acelerada a qualidade da energia e a integridade dos ativos da distribuidora.

A análise do transformador de 45 kVA evidenciou que, embora apresente maior robustez em comparação ao equipamento de 30 kVA, seus limites operacionais também são rapidamente tensionados diante da elevada penetração de carregadores residenciais de veículos elétricos. Observou-se deterioração progressiva dos níveis mínimos de tensão, que se aproximam do limite inferior regulamentar no cenário de 1200 VEs, além de um crescimento expressivo das perdas técnicas, marcado por outliers superiores a 80 kW em condições de carregamento coincidente. A sobrecarga mostrou-se o indicador mais crítico, com eventos ultrapassando 150% e atingindo até 200% em algumas simulações, revelando forte estresse térmico e risco de redução da vida útil do transformador. O desequilíbrio entre fases apresentou elevação acentuada, alcançando aproximadamente 3,5% em penetrações elevadas, consequência direta da natureza monofásica e aleatória dos carregadores. Em conjunto, esses resultados demonstram que, apesar de sua maior capacidade nominal, o transformador de 45 kVA encontra severas restrições operativas em cenários de adoção intensiva de VEs, reforçando a necessidade de mecanismos de gestão da demanda, estratégias tarifárias e planejamento criterioso da expansão da infraestrutura de baixa tensão.

Os dois transformadores de 75 kVA analisados destacaram comportamentos distintos entre si, evidenciando que fatores como localização na rede, carregamento de fundo, extensão dos alimentadores e distribuição das unidades consumidoras exercem influência significativa na resposta do sistema. Enquanto um deles apresentou sobrecargas severas e perdas elevadas, aproximando-se do comportamento do transformador de 30 kVA, o outro demonstrou maior estabilidade, porém com desequilíbrio expressivo entre fases. Essa heterogeneidade ressalta a complexidade intrínseca da análise da mobilidade elétrica em redes reais, onde condições locais podem amplificar ou mitigar os efeitos da penetração dos veículos elétricos. Ainda assim, ambos os equipamentos evidenciaram que, em níveis elevados de carregamento, há degradação perceptível da tensão, aumento das perdas e surgimento de sobrecargas que reduzem a margem operacional dos transformadores.

O transformador de 150 kVA, por sua vez, apresentou maior robustez e capacidade de absorção da demanda adicional, mantendo níveis adequados de tensão e sobrecarga em cenários moderados. Entretanto, mesmo nesse equipamento de maior porte, os efeitos da penetração maciça de veículos elétricos tornam-se evidentes à medida que o número de carregadores aumenta. As perdas crescentes, o surgimento de sobrecargas próximas dos limites operativos e

o aumento gradual do desequilíbrio deixam claro que a maior capacidade instalada não elimina completamente os impactos da mobilidade elétrica, apenas retarda sua manifestação. Isso demonstra que, mesmo em redes mais reforçadas, a expansão simultânea e não coordenada do carregamento tende a pressionar os limites operacionais em cenários de alta penetração.

De modo geral, a análise realizada neste capítulo permite afirmar que a mobilidade elétrica, embora desejável sob a perspectiva da transição energética, impõe desafios significativos à operação das redes de distribuição. Transformadores de pequeno porte são os mais suscetíveis aos impactos, enquanto transformadores intermediários e de grande porte apresentam maior tolerância, mas não estão isentos de degradação. Assim, os resultados aqui apresentados indicam a necessidade de estratégias de gerenciamento de carregamento, planejamento de reforços na infraestrutura e adoção de tecnologias inteligentes como elementos fundamentais para garantir a operação segura, eficiente e sustentável da rede diante da crescente eletrificação do setor de transportes.

## 5 MODELOS TARIFÁRIOS E INCENTIVOS PARA CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

### 5.1 Considerações Iniciais

O faturamento da energia elétrica constitui um dos pilares do setor elétrico, uma vez que estabelece a forma como os custos de geração, transmissão e distribuição são repassados aos consumidores. Mais do que um simples mecanismo de arrecadação, as estruturas tarifárias desempenham papel fundamental na sinalização econômica, influenciando diretamente os padrões de consumo, a adoção de tecnologias e a integração de novas fontes de energia.

Além disso, vale ressaltar que ele varia muito para cada País, refletindo diferenças na infraestrutura, regulamentações e metas ambientais de cada região. Os modelos de TOU são particularmente relevantes na gestão da demanda e no incentivo ao uso eficiente da energia. Esses modelos tarifários ajustam o custo da eletricidade com base na hora do dia, promovendo o consumo durante períodos de menor demanda e desencorajando o uso durante os horários de pico. Este capítulo explora os diferentes modelos de faturamento de energia em três países: Estados Unidos, Reino Unido e Canadá, com um foco especial nas tarifas destinadas ao carregamento de veículos elétricos.

No contexto atual de transição energética, em que há crescente participação de fontes renováveis e difusão de tecnologias emergentes, como veículos elétricos e sistemas de armazenamento, o desenho tarifário ganha relevância estratégica. Diferentes modelos de tarifação podem favorecer ou desestimular comportamentos específicos, tais como o deslocamento da demanda para horários de menor carga, o autoconsumo por meio da geração distribuída e a flexibilidade no uso da rede.

Nesse capítulo, são apresentados e discutidos modelos de faturamento adotados em distintos países, com ênfase nas tarifas de uso de tempo (*Time-of-Use – TOU*) e em modalidades específicas para o carregamento de veículos elétricos. A análise tem como objetivo compreender como diferentes estruturas tarifárias podem contribuir para a gestão eficiente da demanda, para a integração de veículos elétricos e para a construção de sistemas de distribuição mais resilientes e sustentáveis.

#### 5.1.1 Modelos de faturamento por País

Nos Estados Unidos, especialmente na Califórnia, as tarifas de uso de tempo são amplamente utilizadas. Por exemplo, a *Southern California Edison* (SCE) oferece tarifas diferenciadas entre verão e inverno, com picos de preços variando de \$0.60/kWh durante o

verão a \$0.53/kWh no inverno para horários de pico (4 PM - 9 PM). Fora de pico, os preços caem para \$0.37/kWh no verão e \$0.40/kWh no inverno [60].

Outro exemplo é a *Pacific Gas and Electric* (PG&E), que cobra até \$0.70/kWh durante os horários de pico e oferece tarifas tão baixas quanto \$0.25/kWh durante períodos de menor demanda [61]. Estes modelos são projetados para incentivar os consumidores a deslocarem seu uso de energia para horários de menor demanda, aliviando a pressão sobre a rede elétrica.

No Reino Unido, as tarifas TOU também são comuns, especialmente através de planos como o Economy 7, que oferece tarifas reduzidas durante a noite. Por exemplo, o British Gas EV Tariff cobra apenas 7,9p/kWh entre meia-noite e 5 AM, comparado a 27,08p/kWh durante os horários de pico [62], [63]. Este tipo de tarifa é especialmente benéfico para consumidores que podem ajustar seu consumo de energia para horários fora de pico, promovendo uma utilização mais equilibrada da infraestrutura de energia e contribuindo para metas ambientais de redução de carbono.

Em Ontário Canadá, as tarifas TOU são divididas em três períodos: pico, pico intermediário e fora de pico. As tarifas durante o pico são de aproximadamente \$0.21 CAD/kWh, enquanto fora de pico os consumidores pagam cerca de \$0.10 CAD/kWh [64]. Essas tarifas são projetadas para incentivar o uso de energia durante os períodos de menor demanda, ajudando a equilibrar a carga no sistema elétrico e a integrar fontes de energia renovável.

No trabalho de [65] explora uma abordagem objetiva para o desenvolvimento de tarifas de uso de tempo de eletricidade utilizando técnicas de otimização. A motivação principal é a desconexão entre a variabilidade de preços no mercado atacadista de eletricidade e as tarifas uniformes observadas pelos consumidores, o que resulta em ineficiências significativas. A metodologia proposta identifica tarifas que minimizam a diferença entre os custos horários reais e as tarifas TOU, garantindo que as tarifas sejam eficientes e baseadas em custos reais.

A dissertação destaca a complexidade envolvida no design de tarifas TOU, que tradicionalmente dependem do julgamento subjetivo dos reguladores. A abordagem de [65] utiliza técnicas de ajuste de curva e dados granulares de preços e cargas para desenvolver tarifas TOU ótimas que refletem fielmente as variações de preços no mercado. A metodologia também permite a comparação direta entre diferentes designs de tarifas, mesmo que esses designs possuam diferentes números de estações, períodos ou diferenciais de preços.

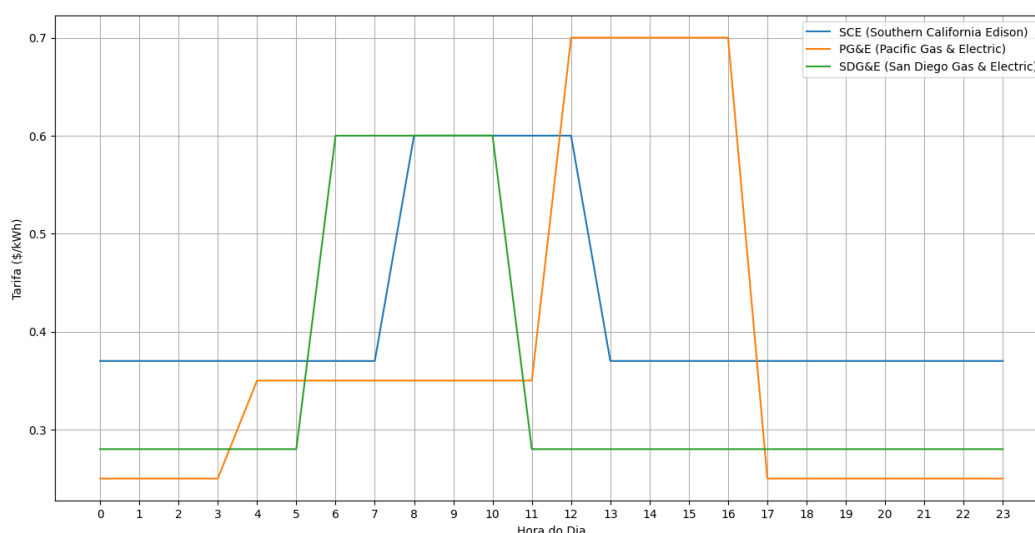
No estudo de caso aplicado a uma concessionária na Califórnia, o trabalho demonstra como a metodologia pode ser implementada na prática. A análise inclui a definição de especificações TOU com múltiplas estações e períodos, a avaliação da qualidade dos ajustes



utilizando métricas estatísticas como *Sum Squared Error* (SSE), *Akaike Information Criterion* (AIC) e *Bayesian Information Criterion* (BIC), e a consideração de restrições econômicas ou políticas. A dissertação conclui que tarifas TOU bem desenhadas podem melhorar significativamente a eficiência do uso de energia, reduzir a demanda de pico e promover o crescimento da carga durante o dia, especialmente com a integração de veículos elétricos.

Em última análise, o trabalho de [65] oferece uma contribuição valiosa para o campo do design tarifário de eletricidade, propondo uma abordagem sistemática e baseada em dados para a criação de tarifas TOU eficientes. As técnicas descritas podem ser aplicadas para apoiar a transição para um sistema energético mais sustentável e eficiente, alinhando os sinais de preços aos custos reais de fornecimento de energia e incentivando os consumidores a ajustarem seus padrões de consumo de acordo, na figura abaixo nos mostra a respeito da comparação das tarifas da SCE, PG&E e SDG&E.

Figura 35 - Comparação das Tarifas de Uso de Tempo (TOU)



## 5.2 Estruturas tarifárias específicas para veículos elétricos

Nos Estados Unidos, as tarifas específicas para carregamento de veículos elétricos incentivam os consumidores a carregar seus veículos durante horários de menor demanda. A SDG&E, por exemplo, oferece o plano EV-TOU-5, que cobra apenas 6,3¢/kWh entre meia-noite e 6 AM, enquanto as tarifas de pico podem chegar a 28,7¢/kWh [60]. Este modelo tarifário não só promove a economia para os consumidores, mas também ajuda a gerenciar a carga na rede elétrica, evitando picos de demanda.

No Reino Unido, várias empresas de energia oferecem tarifas específicas para carregamento de VEs. A *OVO Energy*, por exemplo, tem uma tarifa fixa de 7p/kWh para carregamento a qualquer hora do dia, simplificando o planejamento para os consumidores e

incentivando o carregamento em horários de menor demanda [62]. Este tipo de tarifa é particularmente útil para proprietários de VEs que podem programar o carregamento durante a noite, beneficiando-se de custos mais baixos e contribuindo para a estabilidade da rede.

Alguns fornecedores de energia estão reintroduzindo tarifas específicas para proprietários de veículos elétricos no Reino Unido, após a retirada da maioria dessas ofertas devido à crise energética. Essas tarifas são projetadas para atender às necessidades dos proprietários de VEs que utilizam eletricidade doméstica para carregar seus carros. Existem dois tipos principais de tarifas para VEs: as tarifas de duas faixas horárias e as tarifas de taxa única.

As tarifas de duas faixas horárias, também conhecidas como tarifas com desconto noturno, oferecem eletricidade a preços reduzidos durante a noite, o que as torna particularmente vantajosas para quem pode carregar seu veículo durante esse período. Esse tipo de tarifa se assemelha ao modelo da Economy 7, onde a eletricidade é significativamente mais barata em horários específicos. Além do carregamento do veículo, essa eletricidade mais barata pode ser usada para outros eletrodomésticos, como máquinas de lavar, desde que não haja restrições específicas do fornecedor. Apesar do cenário atual de preços elevados de energia, maximizar o uso dessas tarifas noturnas pode resultar em economia substancial em comparação com as tarifas padrão.

Por outro lado, as tarifas de taxa única oferecem uma única taxa ao longo do dia, com um desconto ou benefício adicional para os proprietários de VES. Embora funcionem de forma semelhante às tarifas tradicionais, essas ofertas são exclusivas para quem possui um veículo elétrico, e os fornecedores de energia geralmente exigem prova de propriedade. Em alguns casos, essas tarifas podem incluir créditos na conta ou outras vantagens. Portanto, ao considerar a adoção de uma tarifa específica para EV, é importante avaliar o uso que se fará do veículo e comparar as opções disponíveis para determinar a melhor escolha em termos de economia e conveniência.

As tarifas de energia para proprietários de veículos elétricos são dinâmicas e estão em constante mudança, com novas opções sendo lançadas regularmente. Em junho de 2024, as principais ofertas disponíveis no mercado eram todas tarifas de duas faixas horárias, projetadas para proporcionar eletricidade mais barata durante a noite. Essas tarifas são ideais para proprietários de veículos elétricos que podem carregar seus veículos durante a noite, aproveitando os preços reduzidos da eletricidade.

Para facilitar a comparação entre as tarifas, foram calculadas as médias das tarifas de eletricidade oferecidas, além de uma estimativa do custo médio anual. Como não existem dados

oficiais sobre o consumo médio de eletricidade para proprietários de veículos elétricos, foi utilizado o consumo típico de uma residência com fornecimento de combustível duplo, com um adicional para cobrir o carregamento de um veículo elétrico. A estimativa considerou o carregamento de um Nissan Leaf de vazio a cheio uma vez por semana, o que proporcionaria uma autonomia de cerca de 160 milhas. Além disso, foram fornecidos preços médios de combustível duplo, presumindo que o proprietário também utilizaria gasolina.

Embora esses cálculos forneçam uma base para comparação, é importante destacar que as tarifas para veículos elétricos são complexas e variam bastante entre os fornecedores. Portanto, essa lista serve como um ponto de partida para os consumidores explorarem suas opções, em vez de indicar necessariamente a melhor escolha disponível. Cada consumidor deve avaliar suas necessidades específicas e a flexibilidade para carregar o veículo em horários de tarifas reduzidas ao decidir qual tarifa adotar, conforme Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Tarifa horária para VEs

<b>Ovo – Apenas clientes existentes</b>	Horário fora de pico: a qualquer hora Tarifa: 7p/kWh
<b>Octopus Energy – Polvo Inteligente Go – Apenas clientes existentes</b>	Horário fora de pico: 23h30 às 05h30min Tarifa: 7p/kWh
<b>Octopus Energy – Octopus Go – Apenas clientes existentes</b>	Horário fora de pico: 00h30min às 04h30min Tarifa: 8,5p/kWh
<b>EDF – Clientes novos e existentes</b>	Horário fora de pico: 00h às 05h Tarifa: 12,36 p/kWh
<b>British Gas – Clientes novos e existentes</b>	Horário fora de pico: 00h às 05h Tarifa: 7,9p/kWh
<b>Good Energy – Clientes existentes</b>	Horário fora de pico: 00h as 05h Tarifa: 7,40p/kWh
<b>EDF – Clientes novos e existentes</b>	Horário fora de pico: 00h às 05h Tarifa: 8,99 p/kWh
<b>E.on Próximo – Clientes novos e existentes</b>	Horário fora de pico: 00h às 05h Tarifa: 6,9p/kWh
<b>Scottish Power – Clientes existentes</b>	Horário fora de pico: 00h às 05h Tarifa: 7p/kWh
<b>Ecotricity – Clientes novos e existentes</b>	Horário fora de pico: 00h às 05h Tarifa: 8p/kWh

Fonte: Adaptado de [66]

Em Ontário no Canadá, as tarifas para carregamento de VEs também seguem o modelo TOU, incentivando o carregamento durante a noite e nos fins de semana, quando as tarifas são mais baixas. Este modelo ajuda a integrar o carregamento de VEs na gestão geral da demanda de energia, promovendo a eficiência e a sustentabilidade [64].

Os modelos de faturamento de energia baseados em horários de uso e as tarifas específicas para carregamento de veículos elétricos são ferramentas eficazes para gerenciar a demanda de energia e promover o uso eficiente da infraestrutura elétrica. Nos Estados Unidos, Reino Unido e Canadá, essas tarifas incentivam os consumidores a ajustar seus hábitos de consumo, beneficiando-se de custos mais baixos e contribuindo para a estabilidade e sustentabilidade da rede elétrica. Estes modelos são essenciais para apoiar a transição para um sistema energético mais limpo e eficiente, especialmente com o crescimento do uso de veículos elétricos.

### **5.3 Proposta de aplicação no Brasil uma nova modalidade de consumidor**

A aplicação de estruturas tarifárias diferenciadas, especialmente aquelas baseadas em variações temporais de preço, torna-se particularmente relevante quando analisada em conjunto com o comportamento característico da curva de carga brasileira. Diferentemente de sistemas elétricos de países temperados, nos quais o pico de consumo geralmente ocorre no início da manhã ou no fim da tarde, o sistema brasileiro apresenta um padrão estrutural consolidado, com um pico dominante no período noturno, entre aproximadamente 18h e 22h, sustentado majoritariamente pelo consumo residencial. Essa particularidade impacta diretamente a integração do carregamento de veículos elétricos, visto que a recarga espontânea tende a ocorrer justamente no momento de retorno dos usuários às suas residências, coincidindo com o período de maior estresse tanto para transformadores quanto para os alimentadores da rede de distribuição, conforme visto no capítulo anterior analisando dos impactos dos carregadores.

Nesse contexto, a tarifação diferenciada assume papel estratégico. Para consumidores do Grupo A, especialmente na classe A4, composta por unidades atendidas em média tensão e que incluem estabelecimentos comerciais, indústrias de menor porte, condomínios verticais e eletropostos, o sinal econômico proporcionado pelos postos tarifários ponta e fora de ponta já exerce influência significativa no deslocamento do consumo. As tarifas A4 apresentam, historicamente, valores substancialmente mais elevados no horário de ponta, muitas vezes de três a oito vezes superiores ao valor cobrado fora desse período, o que leva naturalmente à

adoção de estratégias de gerenciamento de carga em aplicações de recarga pública, recarga rápida e recarga corporativa.

Paralelamente, a introdução da Tarifa Branca para consumidores do Grupo B, que engloba usuários residenciais e comerciais atendidos em baixa tensão, representa um avanço decisivo no sentido de incorporar mecanismos de elasticidade da demanda também no setor residencial. Como o carregamento de veículos elétricos residenciais se enquadra majoritariamente nessa categoria, a exposição a preços diferenciados ao longo do dia atua como um estímulo econômico direto para o adiamento da recarga para horários de menor custo, coincidentes com momentos de menor carregamento da rede. A diferença entre os valores de ponta, intermediário e fora ponta nas tarifas Branca aplicadas pelas principais distribuidoras brasileiras costuma ser expressiva, frequentemente superando 60% e podendo chegar a patamares ainda mais elevados conforme a concessionária e o período tarifário vigente. Assim, os consumidores passam a internalizar o benefício econômico de evitar o consumo no período crítico, contribuindo simultaneamente para reduzir o estresse técnico sobre o sistema elétrico.

O efeito indireto dessas estruturas tarifárias sobre os indicadores de desempenho da rede de distribuição é particularmente relevante para o presente estudo, uma vez que os resultados obtidos nos capítulos anteriores demonstram que o carregamento simultâneo e não gerenciado de veículos elétricos intensifica violações nos limites de tensão, amplia a incidência de sobrecargas nos transformadores, eleva perdas elétricas e agrava desequilíbrios de fase. Esses fenômenos foram de fato observados no sistema real analisado, em que transformadores de 30 kVA, 75 kVA e 150 kVA apresentaram degradações progressivas em seus indicadores à medida que aumentava a penetração de veículos elétricos, sobretudo quando o início da recarga concentrava-se no período noturno.

Nesse sentido, as estruturas tarifárias horárias funcionam como uma ferramenta de gerenciamento indireto de carga, na medida em que alteram o comportamento do consumidor e, conseqüentemente, modificam o perfil agregado de demanda no sistema. O deslocamento do início da recarga para períodos de menor valor tarifário produz uma redução natural da simultaneidade de carregamento nos horários críticos, mitigando diretamente os efeitos adversos observados nos indicadores operacionais. Este raciocínio fundamenta a abordagem adotada no Capítulo 6 desta dissertação, no qual se avaliou a eficácia do deslocamento da curva de probabilidade de início de carregamento para o período diurno, mais especificamente para o intervalo de maior geração fotovoltaica na rede de distribuição.

Essa reconfiguração temporal do carregamento simula, de maneira computacional, o efeito esperado de uma tarifa dinâmica ajustada ao perfil brasileiro, em que o custo reduzido no

período de alta irradiância solar incentivaria os consumidores a carregar seus veículos exatamente quando a rede apresenta maior capacidade ociosa e a geração distribuída contribui com maior intensidade. Assim, evita-se o agravamento da demanda noturna e promove-se uma sinergia entre a disponibilidade de energia solar local e o uso dos carregadores residenciais de 7 kW, que representam o foco desta pesquisa. Os resultados apresentados demonstraram ganhos significativos, incluindo redução das sobrecargas nos transformadores, elevação dos níveis mínimos de tensão, melhoria nos índices de desequilíbrio e redução das perdas diárias, evidenciando o potencial da tarifação temporal não apenas como instrumento econômico, mas também como estratégia sistemática de aprimoramento operacional da rede de distribuição.

Do ponto de vista metodológico, o processo de aplicação do deslocamento tarifário pode ser representado por um fluxo operacional conceitual, no qual primeiramente se identifica o período crítico da curva de carga da distribuidora; em seguida, definem-se os novos postos tarifários alinhados à disponibilidade de geração solar; posteriormente, ajusta-se a curva de probabilidade de início de carregamento dos veículos elétricos; por fim, realiza-se a simulação computacional para avaliação dos impactos sobre os indicadores técnicos. Esse processo sistemático permite integrar sinal econômico, comportamento do consumidor e desempenho técnico da rede, consolidando uma abordagem abrangente e coerente para viabilizar a expansão da mobilidade elétrica de forma segura e eficiente no contexto brasileiro.

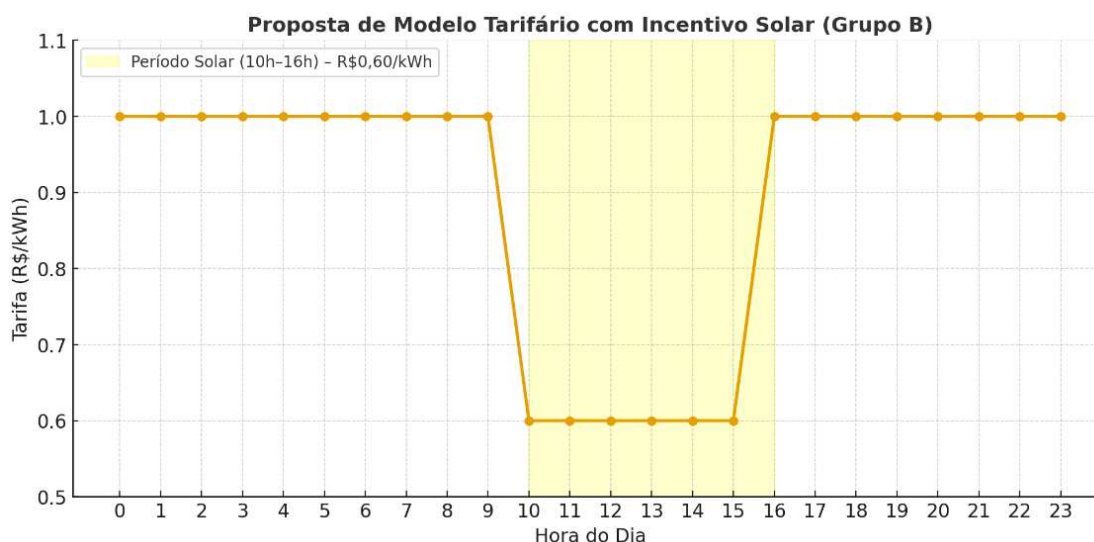
Somado a isso, tendo em vista que a presente dissertação tem como papel principal estudar sobre a alteração desta curva de probabilidade de início de carregamento de veículos elétricos para períodos de menor demanda de carga, em razão da presença da GD, espera-se que a carga total do sistema apresente uma ligeira redução, possibilitando a obtenção de melhores indicadores operacionais.

Por fim, propõe-se a criação de um novo modelo tarifário voltado a consumidores do grupo B, especialmente aqueles que possuem veículos elétricos e/ou sistemas de geração distribuída fotovoltaica. Esse modelo funcionaria de forma análoga à atual Tarifa Branca, diferenciando-se, contudo, por considerar janelas tarifárias específicas associadas à geração solar.

A proposta consiste em incentivar o carregamento de veículos elétricos e o consumo de energia elétrica durante os períodos de maior irradiância solar, quando há abundância de geração fotovoltaica e, conseqüentemente, menor custo marginal de operação do sistema elétrico. Durante esses intervalos, típicos no início da manhã e no meio da tarde, a tarifa de energia seria reduzida, estimulando o deslocamento da demanda para horários de maior disponibilidade de geração renovável.

Tal modelo permitiria aumentar a sinergia entre o carregamento de VEs e a produção solar distribuída, contribuindo para o alívio das redes em horários de pico noturno, redução das perdas técnicas e melhor aproveitamento da energia limpa gerada localmente. Além disso, essa estrutura tarifária se alinharia às diretrizes de modernização do setor elétrico e gestão inteligente da demanda, reforçando a importância de políticas tarifárias dinâmicas como instrumento de eficiência energética e sustentabilidade. Os valores utilizados são meramente hipotéticos para fins de ilustrar a respeito de como poderia ser tratada a nova estrutura tarifária.

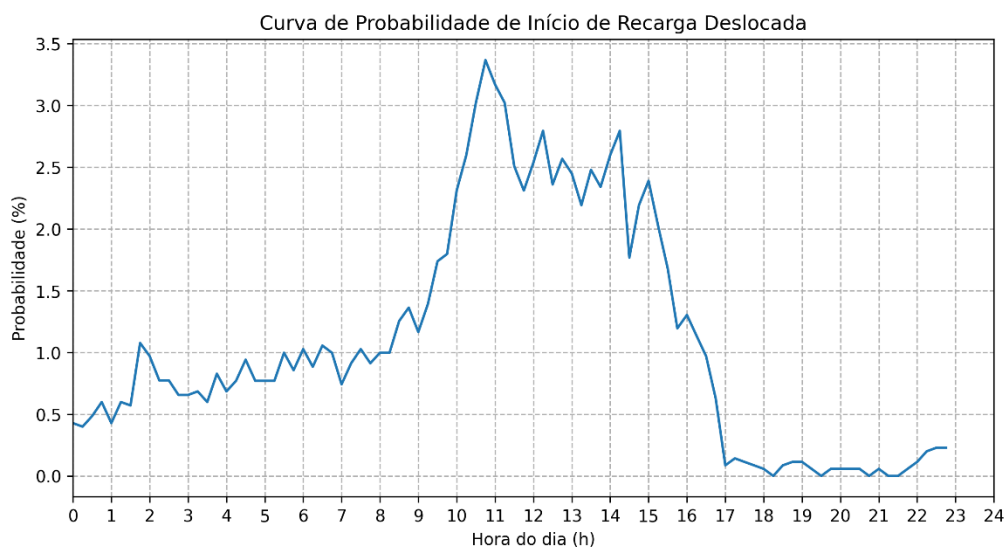
Figura 36 - Proposta de modelo tarifário com incentivo solar para grupo B



Fonte: O autor

A Figura 37 apresenta a curva de probabilidade deslocada para horários mais cedo, com o objetivo de avaliar os impactos desse deslocamento sobre os mesmos indicadores de qualidade e perdas técnicas analisados anteriormente.

Figura 37 - Curva de probabilidade de início de recarga deslocado



#### 5.4 Considerações Finais

O presente capítulo evidenciou que as estruturas tarifárias desempenham papel estratégico na gestão da demanda, especialmente em um cenário de crescente penetração de geração distribuída fotovoltaica e ampliação do uso de veículos elétricos. A análise comparativa entre Estados Unidos, Reino Unido e Canadá demonstrou que a tarifação baseada em horários de uso (TOU) e as modalidades específicas para carregamento de VEs constituem mecanismos consolidados para induzir comportamentos mais eficientes, reduzir a demanda nos horários de pico e alinhar o consumo ao perfil de disponibilidade energética, sobretudo de fontes

Observou-se que, nos mercados mais maduros, o desenho tarifário evolui continuamente com base em sinais locacionais e temporais mais refinados, apoiado por estudos de otimização, métricas de desempenho tarifário e adaptações regulatórias capazes de refletir a variabilidade do custo marginal de operação do sistema. Tarifações como EV-TOU-5 (SDG&E), Economy 7 (Reino Unido) ou as modalidades TOU de Ontário ilustram como a diferenciação horária se tornou um instrumento essencial para coordenação entre consumidores, concessionárias e operadores do sistema, contribuindo para a modulação de cargas emergentes, como o carregamento residencial de veículos elétricos.

A discussão sobre tarifas específicas para VEs mostrou que tais estruturas, além de reduzirem custos para o usuário final, mitigam impactos negativos sobre as redes de distribuição ao redistribuir a demanda para períodos de menor carregamento. Essa lógica torna-se ainda mais relevante diante da rápida eletrificação do transporte, pois a estratégia de carregamento adotada pelos consumidores influencia diretamente a curva diária de carga e as condições



operacionais da rede. Os resultados observados nos países analisados reforçam que políticas tarifárias adequadamente desenhadas conseguem não apenas reduzir picos de demanda, mas também melhorar a utilização de ativos do sistema e favorecer a integração de energias renováveis.

Com base nesse diagnóstico internacional, este capítulo também apresentou uma proposta de estrutura tarifária para o contexto brasileiro, voltada aos consumidores do grupo B que possuem veículos elétricos e/ou geração distribuída fotovoltaica. Ao incentivar o consumo durante períodos de maior irradiância solar, a modalidade sugerida busca promover maior sinergia entre produção e utilização de energia renovável, reduzir a necessidade de reforços na rede, diminuir perdas técnicas e deslocar o carregamento dos veículos elétricos para momentos de menor estresse operacional. Trata-se de uma abordagem alinhada às tendências globais de modernização tarifária, às diretrizes de eficiência energética e às metas de descarbonização.

Por fim, destaca-se que a adoção de modelos tarifários dinâmicos representa um caminho promissor para o setor elétrico brasileiro, especialmente diante da expansão acelerada da GD e da iminente massificação dos VEs. Estruturas tarifárias mais inteligentes e sensíveis às condições reais de operação do sistema têm potencial para aumentar a flexibilidade da demanda, aprimorar o uso da infraestrutura existente e incentivar práticas de consumo mais sustentáveis. Os elementos discutidos neste capítulo fornecem, portanto, as bases conceituais e regulatórias para a avaliação dos impactos simulados nos capítulos seguintes, onde se analisam as consequências operacionais da mudança na curva de probabilidade de carregamento de VEs e sua interação com a geração fotovoltaica distribuída.

## 6 ANÁLISE E RESULTADOS APÓS ALTERAÇÃO DA CURVA DE PROBABILIDADE

### 6.1 Considerações iniciais

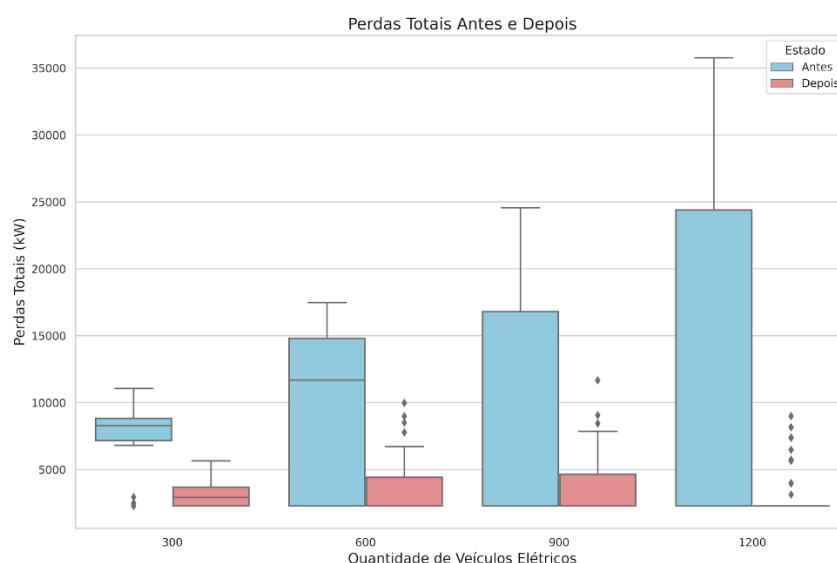
Com o objetivo de avaliar estratégias de mitigação para a inserção crescente de VEs, propõe-se nesta etapa a alteração da curva de probabilidade de início de carregamento, deslocando-a para o período de maior irradiância solar. Essa escolha se fundamenta na expectativa de que a geração fotovoltaica distribuída (rooftop), mais intensa nas horas de maior insolação, contribua para reduzir a demanda líquida na rede de distribuição. Ao alinhar temporalmente o carregamento dos VEs ao pico de geração solar, busca-se aproveitar melhor a energia disponível localmente, com a perspectiva de minimização de alguns indicadores. Esta seção apresenta os resultados obtidos com a curva de probabilidade deslocada, permitindo comparar seu desempenho com os cenários originais e avaliar os impactos relacionados a estas mudanças no sistema.

### 6.2 Análise dos resultados obtidos após alteração da curva de probabilidade

#### 6.2.1 Análise das perdas técnicas no sistema após a alteração da curva de probabilidade

A Figura 38 apresenta, por meio de diagramas de caixa, a distribuição estatística das perdas totais diárias do sistema para os cenários com 300, 600, 900 e 1200 veículos elétricos, considerando os resultados consolidados das 100 réplicas independentes do método de Monte Carlo. Esses diagramas permitem avaliar não apenas os valores centrais das perdas, mas também sua dispersão e a ocorrência de condições operativas extremas.

Figura 38 - Perdas totais no sistema após a alteração da curva de probabilidade



De forma geral, observa-se que, após a alteração da curva de probabilidade, as perdas técnicas totais do sistema apresentam uma redução significativa nos valores centrais, bem como uma diminuição expressiva da variabilidade dos resultados, quando comparadas ao cenário anterior. No caso de 300 veículos elétricos, a mediana das perdas reduz-se substancialmente, e o intervalo interquartil torna-se mais estreito, indicando um regime operacional mais estável e previsível.

À medida que o número de veículos elétricos aumenta para 600 e 900, a tendência de redução das perdas permanece evidente. Embora haja um crescimento natural das perdas totais em função do aumento da demanda elétrica, os boxplots demonstram que a dispersão dos resultados após a alteração da curva é consideravelmente menor do que a observada anteriormente. Esse comportamento indica que a redistribuição dos carregamentos ao longo do dia reduz a ocorrência de sobreposições de recargas, mitigando picos de corrente e, consequentemente, limitando o crescimento das perdas técnicas.

No cenário mais crítico, com 1200 veículos elétricos, a alteração da curva de probabilidade mostra-se ainda mais relevante. Apesar da elevada penetração de veículos elétricos, as perdas totais mantêm-se em níveis significativamente inferiores aos observados no cenário anterior, com menor amplitude entre valores mínimos e máximos. A redução da presença de valores extremos nos limites superiores do boxplot evidencia que o sistema passa a operar com menor frequência em condições de carregamento severo.

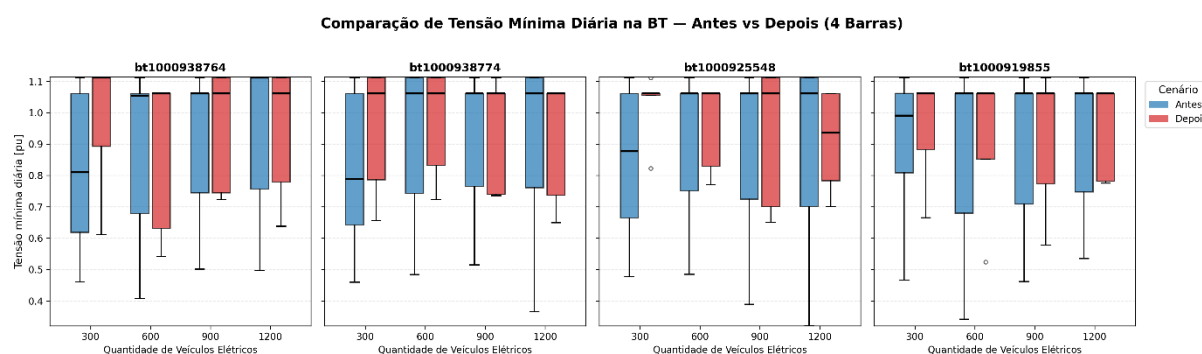
Esses resultados corroboram o impacto positivo da modificação da curva de probabilidade de carregamento, demonstrando que estratégias de gerenciamento temporal da demanda, mesmo sem alterações físicas na infraestrutura da rede, podem resultar em ganhos expressivos de eficiência energética. A redução simultânea do valor esperado das perdas e de sua variabilidade reforça a importância do planejamento do carregamento de veículos elétricos como ferramenta de mitigação de impactos técnicos no sistema de distribuição.

Em síntese, a análise das perdas técnicas após a alteração da curva de probabilidade evidencia que a redistribuição dos perfis de carregamento contribui para um desempenho energético mais favorável do sistema, criando condições mais robustas para a acomodação de maiores níveis de penetração de veículos elétricos. Esses resultados fundamentam a análise comparativa apresentada no capítulo seguinte, na qual se quantificam, de forma direta, os ganhos percentuais obtidos com a adoção da nova curva de probabilidade.

### 6.2.2 Análise da tensão em regime permanente nas 4 barras aleatórias no sistema após a alteração da curva de probabilidade

A Figura 39 apresenta a análise comparativa dos níveis de tensão registrados em 4 barras aleatórias estudadas na rede de baixa tensão, considerando os cenários antes e depois da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento dos veículos elétricos, para diferentes níveis de penetração (300, 600, 900 e 1200 VEs). De forma geral, observa-se que, no cenário anterior à alteração, os boxplots indicam uma maior dispersão dos valores de tensão, com ocorrência mais frequente de valores mínimos reduzidos, especialmente nos níveis mais elevados de penetração. Esse comportamento evidencia o impacto direto do carregamento simultâneo no período noturno, intensificando as quedas de tensão ao longo da rede.

Figura 39 - Análise da tensão em regime permanente 4 barras antes da alteração da curva de probabilidade e após alteração da curva de probabilidade



Após a modificação da curva de probabilidade, nota-se uma melhoria no perfil de tensão nos barramentos analisados. Os valores medianos tornam-se mais elevados, enquanto a dispersão é reduzida, indicando maior estabilidade do sistema. Além disso, os limites inferiores dos boxplots se afastam das faixas críticas, sugerindo a mitigação de afundamentos de tensão. Esse efeito é mais evidente nos cenários com maior número de veículos elétricos, nos quais a realocação do carregamento para horários de menor carregamento do sistema contribui para uma operação mais equilibrada da rede.

Comparando individualmente os medidores, percebe-se que todos apresentam comportamento semelhante, embora com variações locais decorrentes da posição na rede e das características elétricas de cada ramal. Ainda assim, o padrão de melhoria após a alteração da curva de carregamento se mantém consistente, reforçando que a estratégia adotada contribui para a manutenção da qualidade da energia elétrica, mesmo em condições de elevada penetração de veículos elétricos.

No Apêndice A deste trabalho são apresentados os valores de tensão ao longo de todas as barras de baixa tensão do alimentador analisado. A partir desses resultados, observa-se uma melhoria no perfil de tensão quando comparados os cenários antes e após a alteração da curva de probabilidade de início do carregamento dos veículos elétricos.

De forma quantitativa, essa melhoria pode ser expressa pelo aumento da média da tensão inferior e pela redução da média da tensão superior, indicando uma diminuição da dispersão dos valores e maior concentração em torno da faixa nominal. Para o cenário com 300 veículos elétricos, a média inferior apresentou um aumento de aproximadamente 23%, enquanto a média superior foi reduzida em cerca de 1,53%. Já para 600 veículos elétricos, observou-se um aumento de 14,80% na média inferior e uma redução de 2,5% na média superior.

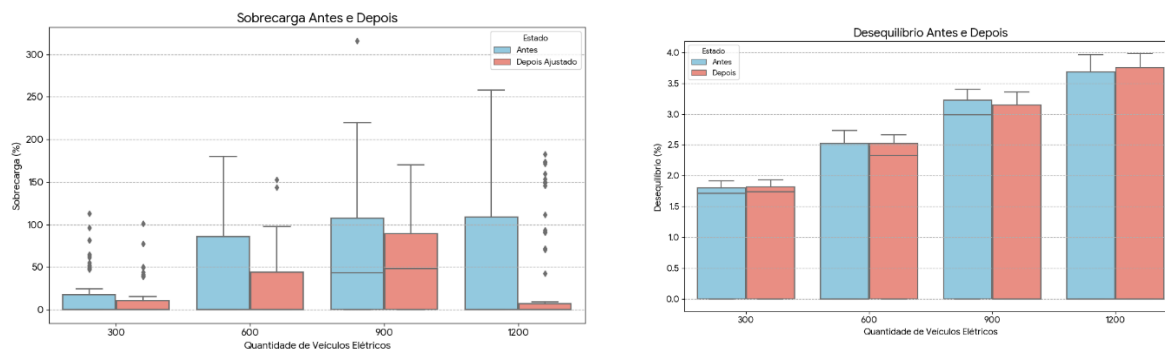
Nos cenários mais carregados, com 900 e 1200 veículos elétricos, embora a melhoria na média inferior seja menor (10,34% e 3,5%, respectivamente), nota-se uma redução ainda mais expressiva da média superior (3% e 5%), o que indica uma mitigação dos picos de sobretensão. Esses resultados evidenciam que a simples modificação da dinâmica de início de carregamento é capaz de produzir impactos positivos relevantes nos indicadores de qualidade de tensão, contribuindo para um perfil mais estável e adequado às normas técnicas.

Dessa forma, verifica-se que apenas a modificação da estratégia temporal de início do carregamento, sem a necessidade de reforços na infraestrutura elétrica, foi suficiente para promover uma melhoria substancial no perfil de tensão do alimentador, ressaltando o potencial das estratégias de gerenciamento da demanda como ferramenta eficaz para a mitigação dos impactos da mobilidade elétrica em redes de distribuição.

### **6.2.3 Análise da sobrecarga e desequilíbrio no transformador TRF\_315ET000553949A com potência de 30kVA com a curva de probabilidade de início de carregamento deslocada**

A Figura 40**Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta os resultados da simulação para dois indicadores técnicos avaliados, sendo eles: sobrecarga e desequilíbrio do transformador, considerando os cenários antes e depois do deslocamento da curva de probabilidade de início do carregamento dos veículos elétricos. A comparação direta entre os dois estados permite compreender os efeitos sistêmicos da intervenção e identificar possíveis ganhos ou perdas no desempenho do transformador sob diferentes níveis de penetração de VEs.

Figura 40 - Impacto da penetração de VEs no Transformador TRF\_315ET000553949A após a alteração da curva de probabilidade



No que diz respeito ao indicador de sobrecarga, observa-se comportamento misto. Embora a dispersão de valores no cenário original seja bastante ampla, com máximos ultrapassando 200% e, em alguns casos, 300% da capacidade nominal após a alteração da curva de probabilidade de início de carregamento a redução visível das sobrecargas extremas, principalmente nos cenários com maior número de VEs.

A mediana da sobrecarga também diminui nos cenários de 600, 900 e 1200 VEs, sugerindo que a nova distribuição probabilística do carregamento contribuiu para suavizar os picos de demanda. No entanto, ainda são observados valores significativos em alguns quartis superiores, indicando que a mitigação, embora efetiva, não elimina completamente situações de carregamento crítico. Em síntese, o ajuste da curva atuou no sentido de reduzir os eventos severos e moderar o estresse térmico, mas o transformador ainda enfrenta condições de risco em penetrações elevadas.

De forma geral, o desequilíbrio cresce monotonamente com a elevação da quantidade de VEs, evidenciando o impacto típico de carregadores bifásicos instalados de maneira aleatória entre as três fases. Nos cenários de 300 e 600 VEs, observa-se que os valores médios de desequilíbrio situam-se entre 1,7% e 2,6%, indicando condições relativamente aceitáveis para redes de baixa tensão. À medida que a penetração avança para 900 e 1200 VEs, o desequilíbrio alcança patamares entre 3,0% e 3,8%, aproximando-se de níveis considerados críticos pela literatura, dado o aumento correspondente das correntes de sequência negativa.

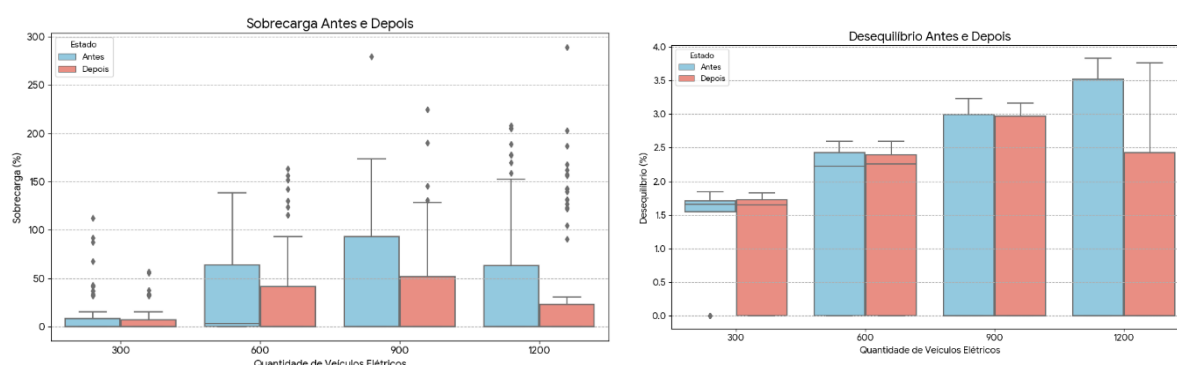
Ao comparar o desempenho nos dois gráficos, nota-se que a intervenção introduziu melhorias discretas, porém consistentes, especialmente nos cenários de 300 e 600 VEs, onde o valor médio após o ajuste é levemente inferior ao previamente observado. Essa redução, embora pequena, sugere que a nova distribuição probabilística contribuiu para suavizar a coincidência de carregamento entre fases, diminuindo a assimetria no consumo.

Nos cenários de 900 e 1200 VEs, o comportamento é distinto. Apesar de ainda ocorrer uma leve redução no desequilíbrio médio após o ajuste, a diferença entre os estados é menor, indicando que, em níveis mais elevados de penetração, a intervenção perde efetividade diante do crescimento acelerado das correntes monofásicas. Nesses cenários, o gráfico indica valores próximos de 3,2% a 3,9%, com barras praticamente sobrepostas entre os estados, o que demonstra que o desequilíbrio passa a depender muito mais do carregamento total do que do perfil temporal de acionamento.

#### 6.2.4 Análise da sobrecarga e desequilíbrio no transformador TRF\_315ET005563189A com potência de 45kVA com a curva de probabilidade de início de carregamento deslocada

A Figura 41 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** a seguir mostra os resultados comparativos da alteração da curva de probabilidade vista a partir do transformador de TRF\_315ET005563189A de 45kVA de potência.

Figura 41 - Impacto da penetração de VEs no Transformador TRF\_315ET005563189A após a alteração da curva de probabilidade



A análise dos gráficos apresentados permite avaliar, de forma integrada, a eficácia da mudança na curva de probabilidade de início de carregamento dos veículos elétricos como estratégia de mitigação de impactos no sistema elétrico. De modo geral, observa-se que a alteração do perfil de carregamento produz melhorias significativas em todos os indicadores avaliados, sobretudo nos cenários com maior penetração de VEs.

No que se refere à sobrecarga do transformador, o gráfico evidencia de maneira particularmente clara o benefício da estratégia adotada. No cenário original, os boxplots revelam um comportamento fortemente degradado, com medianas que crescem rapidamente com a penetração de VEs e ocorrência de picos superiores a 250 % da capacidade nominal do equipamento, indicando operação sob elevado estresse térmico. Após a modificação da curva

de probabilidade, o perfil de sobrecarga é sensivelmente achatado: para 600, 900 e 1200 VEs, as medianas aproximam-se de valores muito baixos (em alguns casos, próximos de zero), a variabilidade é consideravelmente reduzida e a maior parte dos outliers extremos deixa de ocorrer. Em termos práticos, isso indica que a nova estratégia de carregamento foi capaz de eliminar ou, ao menos, mitigar de forma contundente as situações de sobrecarga severa, aumentando a segurança operacional do transformador e contribuindo para a preservação de sua vida útil.

O indicador de desequilíbrio de tensão também é sensível à alteração do perfil de carregamento. No cenário inicial, o desequilíbrio cresce progressivamente com a penetração de VEs, atingindo valores próximos de 3,5 % para 1200 VEs, patamar que, em muitos referenciais de qualidade de energia, é considerado acima do limite desejável. Com a adoção da nova curva de probabilidade, observa-se que, para 300 e 600 VEs, a diferença entre os cenários é pouco expressiva, indicando que o desequilíbrio intrínseco da rede ainda é o fator dominante. Entretanto, nos casos de 900 e 1200 VEs, em que a influência dos carregadores se torna mais pronunciada, a intervenção reduz de forma perceptível o desequilíbrio, que cai de aproximadamente 3,5 % para cerca de 2,4 % no caso mais crítico (1200 VEs). Esse resultado sugere que o carregamento coordenado contribui não apenas para diminuir o nível absoluto de corrente, mas também para torná-la mais uniformemente distribuída entre as fases.

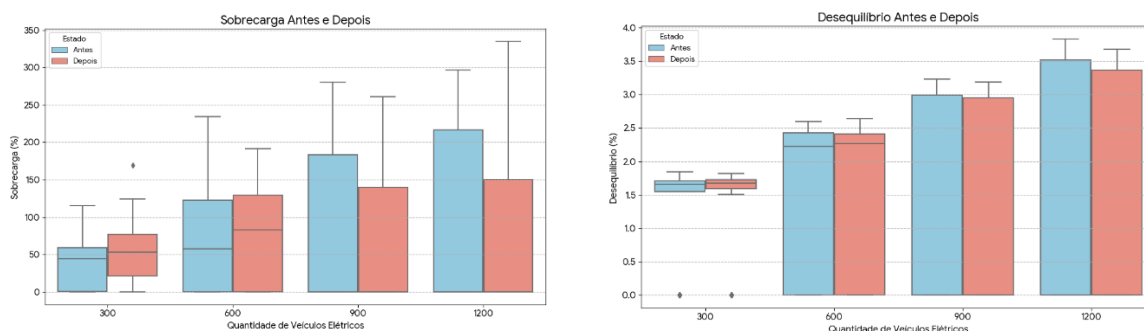
Em síntese, a alteração da curva de probabilidade de início de carregamento dos VEs, interpretada como uma forma de carregamento coordenado ou gerenciado, mostrou-se uma solução robusta e eficaz para mitigar os impactos negativos da elevada penetração de veículos elétricos na rede de distribuição. Observou-se a redução significativa das sobrecargas do transformador e a atenuação do desequilíbrio de tensão em cenários críticos. Esses resultados corroboram a hipótese central da pesquisa de que o gerenciamento inteligente do carregamento é um instrumento fundamental para viabilizar a integração em larga escala de VEs, reduzindo a necessidade de reforços imediatos e onerosos na infraestrutura de distribuição, sem comprometer a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

#### **6.2.5 Análise da sobrecarga e desequilíbrio no transformador TRF\_315ET000550199A com potência de 75 kVA com a curva de probabilidade de início de carregamento deslocada**

Na Figura 42 tem-se o resultado do transformador TRF\_315ET000550199A após alteração da curva de probabilidade de início de carregamento dos veículos elétricos.



Figura 42 - Impacto da penetração de VEs no Transformador TRF\_315ET000550199A após a alteração da curva de probabilidade Gráficos



Em ambos os casos observa-se um crescimento significativo da sobrecarga à medida que a penetração de VEs aumenta, com valores medianos que partem de algo em torno de 50–60 % para 300 VEs e passam a superar 180–200 % da potência nominal nas situações de maior penetração. Esse comportamento reforça que o transformador em estudo é particularmente sensível à inserção de carregadores, sobretudo quando o número de veículos se aproxima de 900 e 1200 unidades.

Comparando os dois cenários, nota-se que a alteração da curva de probabilidade produz efeitos distintos conforme o nível de penetração. Para 300 e 600 VEs, as medianas de sobrecarga no cenário com curva modificada permanecem em uma faixa semelhante – ou ligeiramente superior – àquela associada à curva original. Isso indica que, em níveis moderados de penetração, o simples deslocamento do horário típico de início de carregamento ainda não é suficiente para reduzir de forma consistente o esforço térmico sobre o transformador, uma vez que a rede permanece relativamente folgada e a variabilidade espacial da alocação dos carregadores domina o comportamento estatístico.

Por outro lado, nos cenários de alta penetração (900 e 1200 VEs), a modificação da curva de probabilidade passa a exercer um papel mais relevante. A mediana da sobrecarga é reduzida em dezenas de pontos percentuais quando se compara o cenário com curva ajustada ao cenário com curva original, o que indica uma diminuição do carregamento típico do transformador ao redistribuir os horários de início de recarga dos VEs. Ainda que os valores máximos (representados pelos limites superiores dos boxplots) continuem elevados – em alguns casos se aproximando ou mesmo ultrapassando 300 % da potência nominal –, a queda nos valores centrais mostra que, em média, o transformador opera em condições menos severas após o redesenho da curva de probabilidade.

Em síntese, os resultados para o transformador TRF\_315ET000550199A sugerem que o ajuste da probabilidade de início de carregamento é uma medida com efeito mais pronunciado

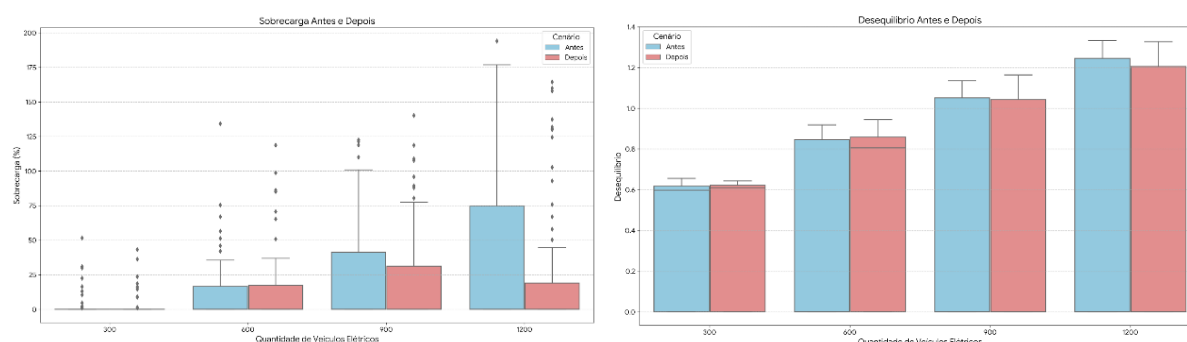
exatamente nos cenários em que o sistema é mais exigido, isto é, para níveis elevados de penetração de VEs. A estratégia não elimina a ocorrência de cenários extremos de sobrecarga, mas contribui para reduzir o carregamento típico do equipamento e, consequentemente, pode mitigar o desgaste térmico acumulado ao longo do tempo

Em síntese, os resultados indicam que o redesenho da curva de probabilidade de início de carregamento dos VEs atua como uma estratégia de mitigação especialmente eficaz nos cenários em que o transformador é mais exigido, reduzindo o nível típico de perdas técnicas para altas penetrações de veículos. Essa redução não impede a ocorrência de situações extremas – ainda visíveis pelos outliers –, mas contribui para um regime de operação energeticamente menos oneroso, com potencial para diminuir o aquecimento do equipamento e, consequentemente, prolongar sua vida útil ao longo da operação contínua com grande número de carregadores conectados.

### 6.2.6 Análise da sobrecarga e desequilíbrio no transformador TRF\_315ET000552949A com potência de 75 kVA com a curva de probabilidade de início de carregamento deslocada

A análise dos resultados apresentados para este transformador revela que a alteração na curva de probabilidade de início de carregamento dos veículos elétricos teve efeitos predominantemente positivos e negativos com os indicadores analisados, conforme mostrado na Figura 43.

Figura 43 - Impacto da penetração de VEs no Transformador TRF\_315ET000552949A após a alteração da curva de probabilidade



A análise dos resultados para o transformador permite comparar o comportamento do sistema antes e depois da alteração da curva de probabilidade de início de carregamento dos veículos elétricos. De forma geral, observa-se um desempenho misto: a estratégia adotada produz ganhos relevantes em termos de alívio da sobrecarga e da melhoria do perfil de tensão,

mas está associada a um aumento das perdas no transformador e praticamente não altera o nível de desequilíbrio entre fases.

No que se refere à sobrecarga o gráfico evidencia que, no cenário original, o transformador opera em condições progressivamente mais severas à medida que cresce a penetração de VEs. As medianas de sobrecarga passam de valores modestos para cerca de 20 % em 600 VEs e atingem aproximadamente 75 % para 1200 VEs, com ocorrência de máximos que se aproximam de 175% da capacidade nominal. Tal situação representa um risco operacional elevado, indicando que o equipamento é submetido com frequência a esforços acima do limite recomendado. Após a modificação da curva de probabilidade, verifica-se uma redução expressiva desses níveis: para todas as quantidades de VEs, as medianas se situam em torno de 15–20 %, com forte contração da faixa de variabilidade e eliminação da maior parte dos outliers extremos. Esses resultados evidenciam que a nova estratégia de carregamento foi altamente eficaz em mitigar os picos de demanda responsáveis pela sobrecarga, contribuindo de maneira decisiva para a preservação da vida útil e da confiabilidade do transformador T2.

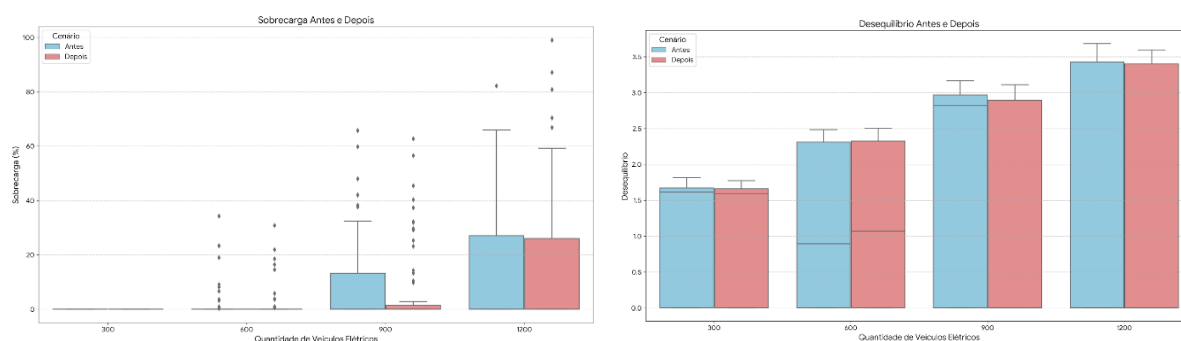
Em relação ao desequilíbrio entre fases, o gráfico indica que a alteração da curva de probabilidade exerce influência limitada. No cenário original, o desequilíbrio cresce de forma aproximadamente linear com a penetração de VEs, evoluindo de cerca de 0,6 % para 300 VEs até aproximadamente 1,25 % para 1200 VEs. No cenário após a alteração da curva de probabilidade, os valores permanecem muito próximos, com diferenças marginais; para 1200 VEs, por exemplo, o índice cai de cerca de 1,25 % para algo em torno de 1,20 %. Essa proximidade sugere que a estratégia de gerenciamento adotada atuou essencialmente sobre a dimensão temporal do carregamento, sem alterar o padrão de alocação monofásica dos VEs entre as fases. Assim, o desequilíbrio continua sendo determinado principalmente pela distribuição espacial dos carregadores e pela configuração da rede, o que indica a necessidade de medidas específicas de balanceamento caso se deseje reduzir de forma mais significativa esse indicador.

De forma global, a mudança na curva de probabilidade de início de carregamento dos VEs para o transformador pode ser caracterizada como parcialmente bem-sucedida. Por um lado, a estratégia proporcionou ganhos substanciais na mitigação da sobrecarga e na melhoria do perfil de tensão, atacando o principal risco associado à operação do equipamento sob alta penetração de VEs. Por outro, foi acompanhada por um aumento nas perdas de energia e por uma manutenção praticamente inalterada do nível de desequilíbrio entre fases. Esses resultados sugerem que a curva de carregamento revisada solucionou de forma eficaz o problema de demanda de pico, mas, ao estender o período de utilização do transformador em níveis

intermediários de corrente, pode ter ampliado o consumo energético associado às perdas internas. Do ponto de vista do planejamento e da operação, isso reforça a necessidade de estratégias complementares que conciliem o alívio da sobrecarga com a minimização das perdas, como o ajuste fino de perfis de carregamento, o uso de sinais tarifários mais sofisticados e a adoção de ações específicas de balanceamento de fases em trechos críticos da rede.

### 6.2.7 Análise da sobrecarga e desequilíbrio no transformador TRF\_315ET000550179A com potência de 150kVA com a curva de probabilidade de início de carregamento deslocada

A comparação entre os dois conjuntos de resultados, o cenário base e o analisado após a alteração da curva de início de carregamento dos VEs, tem-se revelado efeitos expressivos sobre o desempenho técnico da rede elétrica simulada. A mudança proposta mostrou-se altamente eficaz, mitigando praticamente boa parte dos problemas operacionais observados na configuração inicial. De modo geral, pode-se afirmar que a nova curva promoveu uma redistribuição temporal mais uniforme das cargas de recarga, reduzindo significativamente os picos de demanda simultânea e, conseqüentemente, suavizando os impactos elétricos no transformador e nos barramentos de baixa tensão, conforme mostra os resultados na Figura 44. Figura 44 - Impacto da penetração de VEs no Transformador TRF\_315ET000550179A após a alteração da curva de probabilidade



Antes da modificação, a sobrecarga do transformador constituía o principal problema de operação. Para o cenário de maior penetração, com 1200 veículos elétricos, observava-se uma situação crítica: a mediana do excedente de carga situava-se entre 25% e 30% acima da capacidade nominal, com eventos extremos ultrapassando 80% a 90% de sobrecarga. Após a alteração da curva de probabilidade, verificou-se uma eliminação quase completa da sobrecarga sistêmica. Mesmo nos cenários com 1200 VEs, a mediana da sobrecarga passou a ser nula, indicando que o transformador opera dentro de sua faixa nominal durante praticamente todo o período simulado. Embora ainda haja eventos raros de sobrecarga pontual, como pode ser

observado nos box plot, apesar disso, o problema recorrente e persistente foi totalmente resolvido, evidenciando o impacto positivo da gestão temporal da demanda.

O fator de desequilíbrio de tensão também apresentou melhora relevante. Na configuração original, o indicador crescia quase linearmente com o número de VEs, ultrapassando o limite normativo de 2% a partir de 600 VEs e atingindo valores medianos em torno de 3,6% no cenário de 1200 VEs. Após a modificação da curva de carregamento, os resultados indicam redução consistente do desequilíbrio, especialmente nas condições de alta penetração. Para 900 VEs, o FD mediano reduziu-se de aproximadamente 3,2% para 2,8%, e, no cenário de 1200 VEs, a mediana atingiu zero. Essa evidência sugere que a nova distribuição temporal não apenas suaviza a demanda total, mas também melhora a distribuição entre as fases, reduzindo assimetrias e cargas desbalanceadas.

De forma geral, a alteração da curva de probabilidade de início de carregamento mostrou-se uma medida de altíssima eficácia operacional. A rede, que antes apresentava violações severas de tensão, sobrecarga e desequilíbrio em cenários de alta penetração de VEs, passou a operar dentro dos limites técnicos estabelecidos, sem necessidade de reforços físicos ou troca de equipamentos. Essa melhoria está associada à gestão inteligente da demanda, que pode representar, na prática, políticas de incentivo tarifário em horários de vale (como a “tarifa branca”) ou algoritmos de controle distribuído de carregamento. A redistribuição temporal da carga resultou na eliminação da sobrecarga do transformador, na correção das violações de tensão mínima, na redução do desequilíbrio de tensão e na diminuição das perdas totais.

Em síntese, os resultados confirmam que a reconfiguração dos padrões de comportamento dos usuários, expressa aqui pela curva de probabilidade de início de carregamento, pode oferecer ganhos técnicos significativos, permitindo que o sistema elétrico suporte um número elevado de veículos elétricos sem necessidade de investimentos adicionais em infraestrutura, apenas por meio de estratégias de controle e gestão da demanda.

### **6.3 Considerações Finais**

Os resultados apresentados ao longo deste capítulo evidenciam, de forma consistente, que o deslocamento da curva de probabilidade de início de carregamento dos veículos elétricos constitui uma estratégia eficaz para mitigar parte dos impactos adversos decorrentes da elevada penetração desses dispositivos em redes de distribuição. A análise comparativa entre os transformadores estudados, abrangendo potências nominais distintas e inserções progressivas de carregadores, mostra que a intervenção atua de maneira particularmente relevante nos

cenários de maior estresse do sistema, promovendo melhorias substanciais nos principais indicadores técnicos avaliados.

Em relação à sobrecarga, verificou-se que todos os transformadores se beneficiaram da alteração da curva, ainda que em magnitudes distintas. Nos equipamentos de menor potência (30 kVA e 45 kVA), o ajuste reduziu expressivamente a ocorrência de sobrecargas severas, achatando distribuições e eliminando outliers associados a picos críticos de demanda. Já nos transformadores de maior porte (75 kVA e 150 kVA), a estratégia mostrou-se decisiva sobretudo em altas penetrações, quando a coincidência temporal do carregamento desempenhava papel determinante na degradação do desempenho. Nessas condições, observou-se queda substancial das medianas e, no caso do transformador de 150 kVA, o virtual desaparecimento das sobrecargas persistentes, indicando que a redistribuição temporal da recarga favorece diretamente a operação dentro dos limites térmicos admissíveis.

Quanto às perdas técnicas, os resultados revelam comportamento mais heterogêneo entre os transformadores. Em três dos quatro equipamentos analisados, a intervenção reduziu o valor típico das perdas, evidenciando o efeito benéfico do alívio dos picos de corrente, dada a relação quadrática entre corrente e perdas ôhmicas. Entretanto, para um dos transformadores de 75 kVA, verificou-se incremento das perdas após o ajuste, sugerindo que a redistribuição temporal do carregamento, ainda que eficaz no controle da sobrecarga, aumentou o período de operação em níveis moderados de corrente. Esse comportamento reforça que o impacto das estratégias de gerenciamento da demanda é sensível às características da rede e à dinâmica individual de cada transformador, indicando que soluções complementares podem ser necessárias para conciliar alívio térmico e eficiência energética.

O desequilíbrio de tensão apresentou dois padrões distintos: em transformadores nos quais o desequilíbrio inicial era elevado, o ajuste produziu reduções perceptíveis, especialmente para penetrações críticas de VEs. Nos demais casos, entretanto, a alteração pouco influenciou o indicador, dado que o desequilíbrio está fortemente associado à distribuição espacial e monofásica dos carregadores, fator não modificado pela curva temporal. Esse resultado destaca que intervenções temporais são insuficientes para corrigir assimetrias estruturais da rede, sugerindo a necessidade de ações específicas de balanceamento quando esse indicador se torna limitante.

No tocante à qualidade de tensão, a estratégia mostrou-se amplamente benéfica em todos os transformadores. A reorganização temporal do carregamento resultou em elevação dos pisos de tensão, redução da dispersão dos valores mínimos e maior conformidade com os limites estabelecidos pelo PRODIST. A diminuição da coincidência de picos de demanda reduziu

significativamente as quedas de tensão ao longo dos alimentadores, indicando que a estratégia é particularmente eficiente na mitigação de violações de tensão mínima, frequentemente observadas em cenários com alta penetração de veículos elétricos.

Em síntese, as evidências obtidas consolidam a hipótese central desta etapa da pesquisa: o gerenciamento inteligente do carregamento, aqui representado pela modificação da curva de probabilidade de início de recarga, é uma ferramenta eficaz para aumentar a capacidade de hospedagem das redes de distribuição sem a necessidade imediata de reforços estruturais. Embora não elimine completamente condições extremas — especialmente em transformadores fortemente carregados ou sujeitos a desequilíbrios estruturais —, a estratégia se mostra capaz de atenuar sobrecargas, reduzir perdas em diversos cenários, melhorar o perfil de tensão e, em algumas configurações, diminuir o desequilíbrio entre fases.

Os resultados reforçam a importância de políticas de incentivo tarifário, algoritmos de carregamento coordenado e soluções de gestão da demanda como elementos fundamentais para a integração massiva de veículos elétricos no sistema elétrico brasileiro. Além disso, evidenciam que tais estratégias devem ser analisadas caso a caso, considerando as particularidades de cada transformador e de cada área de concessão, de forma a obter o melhor balanço entre confiabilidade, eficiência e qualidade do fornecimento.

## 7 CONCLUSÕES GERAIS

A presente dissertação analisou, de forma abrangente, os impactos da inserção de carregadores residenciais de veículos elétricos em redes de distribuição, tomando como estudo de caso um alimentador real proveniente da BDGD. A partir da integração entre o software *OpenDSS* e o ambiente *Python*, foi desenvolvido um modelo probabilístico capaz de representar o comportamento estocástico do início de carregamento e da demanda dos veículos elétricos, permitindo a realização de simulações Monte Carlo para diferentes níveis de penetração.

O Capítulo 1 apresentou a contextualização da pesquisa, discutindo os desafios contemporâneos da eletrificação da mobilidade e da expansão da geração distribuída no setor elétrico brasileiro. Nesse capítulo foram definidos o problema central de investigação, os objetivos da dissertação e a justificativa técnica e regulatória para o desenvolvimento do estudo, ressaltando a necessidade de avaliar os impactos da recarga residencial de veículos elétricos em redes de distribuição reais.

No Capítulo 2 foi conduzida uma revisão aprofundada do estado da arte, abordando os principais avanços tecnológicos relacionados à mobilidade elétrica, seus efeitos na operação das redes de distribuição, os indicadores de qualidade da energia afetados pela inserção de cargas não lineares e os modelos tarifários adotados internacionalmente para gerenciamento da demanda. Também foram discutidos os marcos regulatórios aplicáveis ao contexto brasileiro, evidenciando lacunas e oportunidades para a formulação de estratégias de mitigação dos impactos associados ao carregamento de veículos elétricos.

O Capítulo 3 descreveu detalhadamente a metodologia desenvolvida, incluindo a caracterização do alimentador real obtido da Base de Dados Geográficos da Distribuidora, a modelagem computacional no ambiente *OpenDSS* acoplado ao *Python* e a construção dos perfis probabilísticos de recarga. Nesse capítulo foram especificados os procedimentos de simulação, os parâmetros utilizados nas análises Monte Carlo e os indicadores técnicos selecionados para avaliação dos impactos, tais como tensão, sobrecarga de transformadores, perdas elétricas e desequilíbrio de fases.

O Capítulo 4 apresentou os resultados das simulações referentes ao cenário base, em que o carregamento dos veículos elétricos segue o padrão de comportamento usual da literatura. A partir dessa análise, foram identificados os efeitos negativos decorrentes da penetração crescente dos carregadores residenciais, incluindo a queda dos níveis de tensão, o aumento das perdas técnicas e a elevação significativa do carregamento em transformadores de menor porte. O capítulo também destacou a sensibilidade do sistema a alterações na simultaneidade de recarga.



No Capítulo 5 foi discutida a relação entre tarifação, gestão da demanda e integração de veículos elétricos ao sistema elétrico. Foram analisados diferentes modelos tarifários aplicados em diversos países, com ênfase nas tarifas horárias, além de se examinar o contexto regulatório brasileiro e suas limitações atuais. A partir dessas discussões, o capítulo fundamentou a proposta de utilizar a sinalização tarifária como mecanismo de indução ao deslocamento do horário de recarga.

O Capítulo 6 apresentou a avaliação do cenário com a curva de probabilidade de início de carregamento deslocada para o período de maior irradiância solar. As simulações demonstraram melhorias significativas nos principais indicadores técnicos, reduzindo o carregamento dos transformadores, elevando os níveis de tensão e diminuindo as perdas elétricas. Os resultados mostraram que a mudança no comportamento temporal da recarga contribui para aumentar a capacidade de hospedagem da rede, oferecendo uma alternativa viável para mitigar os impactos observados no cenário base.

Como desdobramento natural desta pesquisa, abre-se um amplo conjunto de possibilidades para investigações futuras. Uma primeira vertente consiste em ampliar a análise para diferentes potências e tecnologias de carregadores, incluindo modelos semirrápidos, ultrarrápidos e dispositivos dotados de controle inteligente, o que permitiria avaliar de forma mais abrangente o comportamento da mobilidade elétrica em diferentes tipos de consumidores. Além disso, estudos envolvendo estratégias de carregamento controlado ou coordenado, baseadas em algoritmos de otimização, resposta da demanda ou sinais de preço em tempo real, podem potencializar significativamente o gerenciamento da demanda associada aos veículos elétricos, oferecendo soluções mais eficientes para mitigar sobrecargas e melhorar os níveis de tensão.

Outra direção promissora envolve a integração entre mobilidade elétrica e sistemas de armazenamento, contemplando baterias estacionárias e tecnologias veicular-rede como V2G e V2H. Esses recursos têm potencial para atuar tanto como amortecedores de demanda quanto como elementos de suporte à regulação de tensão, tornando o sistema mais flexível diante de variações de carga. Investigações multianuais também se mostram relevantes, considerando projeções de crescimento da frota elétrica, expansão da geração fotovoltaica distribuída e possíveis revisões regulatórias associadas à Lei nº 14.300 e às futuras estruturas tarifárias aplicáveis à eletromobilidade.

Outro campo de pesquisa reside na análise dos efeitos harmônicos introduzidos pelos carregadores, tema que tende a ganhar relevância em cenários de elevada penetração devido ao uso massivo de conversores eletrônicos, apesar de diversos trabalhos na literatura mostrar o seu impacto irrisório em redes de distribuição. A aplicação da metodologia desenvolvida neste

trabalho a outros alimentadores, urbanos e rurais, com diferentes topologias e características operativas, permitiria generalizar resultados e identificar regiões potencialmente mais sensíveis à inserção de veículos elétricos. Por fim, estudos comparativos entre diferentes modelos tarifários, como tarifas dinâmicas, preços em tempo real ou incentivos específicos ao carregamento diurno atrelado à geração fotovoltaica, podem oferecer subsídios ainda mais robustos para o desenvolvimento de políticas públicas e regulamentações futuras.

## REFERÊNCIAS

## REFERÊNCIAS

- [1] W. P. Lopes, “O debate sobre a degradação do meio ambiente e a inserção do carro elétrico no mercado: um estudo de caso no Brasil pós-protocolo de Quioto,” Goiânia, 2021. Accessed: Mar. 04, 2024. [Online]. Available: [https://repositorio.pucgoias.edu.br/jspui/bitstream/123456789/3446/1/TCC%20WITTO R%20PEREIRA%20LOPES\\_WITTOR%20PEREIRA%20LOPES.pdf](https://repositorio.pucgoias.edu.br/jspui/bitstream/123456789/3446/1/TCC%20WITTO%20PEREIRA%20LOPES_WITTOR%20PEREIRA%20LOPES.pdf)
- [2] R. Bondarik, L. Alberto Pilatti, and D. José Horst, “Uma visão geral sobre o potencial de geração de energia renováveis no Brasil,” 2018. Accessed: Mar. 04, 2024. [Online]. Available: [https://www.interciencia.net/wp-content/uploads/2018/10/680-HORST-43\\_10.pdf](https://www.interciencia.net/wp-content/uploads/2018/10/680-HORST-43_10.pdf)
- [3] D. Zeng *et al.*, “Are the electric vehicles more sustainable than the conventional ones? Influences of the assumptions and modeling approaches in the case of typical cars in China,” *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 167, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.resconrec.2020.105210.
- [4] E. J. DIAS, “O Potencial de Geração Solar FV no Brasil: Histórico e Futuro,” Seminar on Power Electronics and Control - SEPOC, Nov. 2023, p. doi: 10.53316/cbgd2023.006.
- [5] D. M. B. Matos, “Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 1”, doi: 10.13140/RG.2.1.4907.5048.
- [6] C. G. Zeferino, “Alocação De Geração Distribuída Em Redes De Distribuição Com Elevada Penetração De Eletropostos, Por Meio De Algoritmo Genético.” Accessed: Mar. 05, 2024. [Online]. Available: <https://repositorio.ifes.edu.br/handle/123456789/4193>
- [7] “Balanço Energético Nacional.” [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br>
- [8] M. Mendonça *et al.*, “Veículos Elétricos no Brasil: O potencial brasileiro para a transição de modelos de locomoção,” *Revista Técnico-Científica do CREA-PR*, pp. 1–14, 2023, Accessed: Mar. 04, 2024. [Online]. Available: <https://revistatecie.crea-pr.org.br/index.php/revista/article/view/880/657>
- [9] “INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS AO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.” [Online]. Available: <https://drive.google.com/drive/u/0/folders/1jd6Qo3F3hsS10-jNWJrpzLVi-fpkGsLF>
- [10] F. J. Soccol *et al.*, “DESAFIOS PARA IMPLEMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA NO BRASIL: UMA REVISÃO INTEGRATIVA DA LITERATURA CHALLENGES FOR IMPLEMENTATION OF DISTRIBUTED ENERGY GENERATION IN BRAZIL: AN INTEGRATIVE LITERATURE REVIEW,” *Brazilian Journal of Production Engineering*, vol. 2, pp. 31–43, 2016.

---

**REFERÊNCIAS**


---

- [11] L. Carlos and R. Junior, “Inversores Inteligentes em Sistemas Fotovoltaicos para Controle Integrado de Funções Utilizando o OpenDSS Itajubá-MG, 22 de Agosto de 2018.”
- [12] H. Leandro, T. Rangel, and B. Horizonte, “CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS PPGEL-Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica ANÁLISE DE IMPACTOS DA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM CONSUMIDORES CONECTADOS À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA,” 2024.
- [13] J. D’, A. Mariano, ; Victor, B. Riboldi, J. Urbanetz, and J. Resumo, “A Integração dos Sistemas de Armazenamento de Energia na Geração Distribuída.”
- [14] J. Hu, H. Morais, T. Sousa, and M. Lind, “Electric vehicle fleet management in smart grids: A review of services, optimization and control aspects,” Apr. 01, 2016, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.rser.2015.12.014.
- [15] J. A. P. Lopes, F. J. Soares, and P. M. R. Almeida, “Integration of electric vehicles in the electric power system,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 168–183, Jan. 2011, doi: 10.1109/JPROC.2010.2066250.
- [16] J. Zhao, J. Wang, Z. Xu, C. Wang, C. Wan, and C.Chen, “Distribution network electric vehicle hosting capacity maximization: A chargeable region optimization model,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2652485>.
- [17] M. Alturki and A. Khodaei, “Marginal hosting capacity calculation for electric vehicle integration in active distribution networks,” *2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, doi: <https://doi.org/10.1109/TDC.2018.8440134>.
- [18] M. Lillebo, S. Zaferanlouei, A. Zecchino, and H. Farahmand, “Impact of large-scale EV integration and fast chargers in a Norwegian LV grid,” *The Journal of Engineering*, vol. 2019, no. 18, pp. 5104–5108, Jul. 2019, doi: 10.1049/joe.2018.9318.
- [19] S. Wang, C. Li, Z. Pan, and J. Wang, “Probabilistic method for distribution network electric vehicle hosting capacity assessment based on combined cumulants and gram-charlier expansion,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2019, pp. 5067–5072. doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.643.
- [20] M. D. Kamruzzaman and M. Benidris, “A reliability-constrained demand response-based method to increase the hosting capacity of power systems to electric vehicles,”

## REFERÊNCIAS

- International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 121, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106046.
- [21] “Quel est le prix de recharge d’une voiture électrique ?,” <https://www.automobile-propre.com/dossiers/cout-prix-recharge-voiture-electrique/>.
- [22] Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), “O que é Geração Distribuída?” Accessed: Mar. 16, 2024. [Online]. Available: [http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp)
- [23] W. Liu, P. Zhuang, H. Liang, J. Peng, and Z. Huang, “Distributed Economic Dispatch in Microgrids Based on Cooperative Reinforcement Learning,” *IEEE Trans. Neural Netw. Learn. Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 2192–2203, Jun. 2018, doi: 10.1109/TNNLS.2018.2801880.
- [24] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 482, De 17 de Abril de 2012.” Accessed: Mar. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- [25] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Relação de empreendimentos de Geração Distribuída,” 2025. Accessed: Oct. 17, 2025. [Online]. Available: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/>
- [26] R. Ribeiro *et al.*, “Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica. Revista Principia, [S. l.], v. 1, n. 34, p. 84–92, 2017.,” 2017. doi: doi.org/10.18265/1517-03062015v1n34p84-92.
- [27] Sergio Cezar de Azevedo Junior, “Comercialização de swaps de geração de energia solar no Brasil: o efeito ‘curva do pato.’” doi: <https://doi.org/10.17771/PUCRio.acad.62396>.
- [28] “The Solar Power Duck Curve Explained.” Accessed: Jul. 01, 2024. [Online]. Available: <https://elements.visualcapitalist.com/the-solar-power-duck-curve-explained/>
- [29] J. Antônio Dária Jr, P. Araújo Tizzo, and J. Rubens Macedo Jr, “Sistemas distribuídos de armazenamento de energia para regulação de tensão e alívio de carregamento em circuitos secundários de baixa tensão.” [Online]. Available: <https://proceedings.science/p/194576?lang=pt-br>
- [30] F. Z. Silva, “Métodos Híbridos de Otimização para Despacho Econômico e Alocação de Geradores Distribuídos e Estações de Carregamento de Veículos Elétricos,” Universidade Federal do Espírito Santo (Dissertação), 2021. doi: <https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2315>.
- [31] B. E. Carmelito, “Capacidade De Hospedagem De Veículos Elétricos Em Redes De Distribuição De Bt/Mt: Uma Nova Metodologia De Avaliação,” Universidade Federal

---

**REFERÊNCIAS**


---

- de Itajubá (Tese), 2023. Accessed: Dec. 31, 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/3731>
- [32] NEOCHARGE, “Conheça os tipos de carros elétricos.” Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.neocharge.com.br/>
- [33] “IEA (2023), Global EV Data Explorer, IEA, Paris,” <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/global-ev-data-explorer>.
- [34] H. S. Das, M. M. Rahman, S. Li, and C. W. Tan, “Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review,” Mar. 01, 2020, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2019.109618.
- [35] O. Marcincin and Z. Medvee, “Concept of charging stations of eletric cars,” Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Elettric Power Engineering (EPE), 2014. doi: <https://doi.org/10.1109/EPE.2014.6839469>.
- [36] D. R. Pinto, V. T. Arioli, G. R. T. Hax, R. T. Borges, and W. W. Teixeira, “Analysis of the impact on power quality duriting the recharge of eletric vehicles and vehicle-to-grid functionality,” IEEE PES Innovative Smart Grif Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2017. doi: <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2017.8260270>.
- [37] “Datasheet BYD DOLPHIN”, Accessed: Mar. 17, 2024. [Online]. Available: [www.byd.com](http://www.byd.com)
- [38] E. McGill, “Flexible Criteria for Assessing EV Hosting Capacity in Stochastic Load-Flow Simulations,” University of Canterbury, 2021.
- [39] F. Tschoepke de Medeiros Zandonatto, “Análise de projeto de conversores forward modulares aplicados a carregadores de veículos elétricos,” 2022.
- [40] Y. Xu, Y. Xu, Z. Chen, F. Peng, M. Beshir, and M. Hsieh, “Harmonic Analysis of Electric Vehicle Loadings on Distribution System Contribution: Harmonic analysis of Electric Vehicle Loadings on Distribution System.”
- [41] Xu. Zhu, *2012 International Conference on Systems and Informatics : ICSAI 2012 : Yantai, Shandong, China, 19-20 May 2012*. IEEE, 2012.
- [42] *Electromagnetic Compatibility (EMC Europe), 2014 International Symposium on*. [publisher not identified], 2014.
- [43] *Proceedings of 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP) : Belo Horizonte, Minas Gerais, Brazil, 16-19 October 2016 : conference venue: OURO MINAS PALACE HOTEL, Belo Horizonte - MG - Brazil*. IEEE, 2016.
- [44] *2017 IEEE Green Energy and Smart Systems Conference (IGESSC) : 6-7 Nov. 2017*. IEEE, 2017.

---

**REFERÊNCIAS**


---

- [45] A. Megha, N. Mahendran, and R. Elizabeth, “Analysis of harmonic contamination in electrical grid due to electric vehicle charging,” in *Proceedings of the 3rd International Conference on Smart Systems and Inventive Technology, ICSSIT 2020*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Aug. 2020, pp. 608–614. doi: 10.1109/ICSSIT48917.2020.9214096.
- [46] S. Shimi, S. Letha, and M. Bollen, “Impact of Electric Vehicle Charging on The Power Grid.”
- [47] J. Meyer, S. Müller, P. Schegner, S. Z. Djokic, A. J. Collin, and X. Xu, “Comparison of Methods for Modelling Electric Vehicle Chargers for Harmonic Studies.”
- [48] B. E. C and P. G. A, “The Interactive Effects of Multiple EV Chargers within a Distribution Network.”
- [49] *2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP) : 6-7 July 2020, Dubai, UAE*. IEEE, 2020.
- [50] *ISGT Asia 2017 : Smart Grid for Smart Community : Auckland, New Zealand, 4th to 7th, December 2017*. IEEE, 2017.
- [51] “Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional – Prodist Módulo 8 – Qualidade Do Fornecimento De Energia Elétrica.”
- [52] D. R. Pinto *et al.*, *Field Investigation of the Power Quality Impact of Electric Vehicles in Secondary Residential Systems*.
- [53] N. R. Watson *et al.*, “Impact of Electric Vehicle Chargers on a Low Voltage Distribution System,” 2015.
- [54] Q. Gong, S. Midlam-Mohler, V. Marano, and G. Rizzoni, “Study of PEV charging on residential distribution transformer life,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 404–412, Mar. 2012, doi: 10.1109/TSG.2011.2163650.
- [55] D. F. Silva, T. P. Abud, P. P. Machado Jr, M. Z. Fortes, R. S. Maciel, and D. H. N. Dias, “Impact Analysis of Plug-in Electric Vehicle Connected in Real Distribution Network.”
- [56] B. E. Carmelito and J. M. de C. Filho, “Hosting Capacity of Electric Vehicles on LV/MV Distribution Grids—A New Methodology Assessment,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 3, Feb. 2023, doi: 10.3390/en16031509.
- [57] UK Power Networks / EA Technology, “Charger Use Study - Recharge the Future,” 2018.
- [58] Q. Hu, H. Li, and S. Bu, “The prediction of electric vehicles load profiles considering stochastic charging and discharging behavior and their impact assessment on a real UK

---

**REFERÊNCIAS**


---

- distribution network,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2019, pp. 6458–6465. doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.134.
- [59] A. Aljanad and A. Mohamed, “Harmonic Impact of Plug-In Hybrid Electric Vehicle on Electric Distribution System,” *Modelling and Simulation in Engineering*, vol. 2016, 2016, doi: 10.1155/2016/5968943.
- [60] “Southern California Edison. Time-Of-Use Residential Rate Plans.” Accessed: Jun. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.sce.com/residential/rates/Time-Of-Use-Plans>
- [61] “Pacific Gas and Electric Company. Time-of-Use Rate Plans.” Accessed: Jun. 30, 2024. [Online]. Available: [https://www.pge.com/en\\_US/residential/rate-plans/time-of-use/time-of-use.page](https://www.pge.com/en_US/residential/rate-plans/time-of-use/time-of-use.page)
- [62] “EV Compared. EV Tariffs 2024: Compare Best EV Tariffs.” Accessed: Jun. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.evcompared.co.uk/ev-tariffs-2024>
- [63] “British Gas. Electric vehicle energy tariffs.” Accessed: Jun. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.britishgas.co.uk/energy/ev-tariffs>
- [64] “Ontario Energy Board. Managing costs with Time-of-Use rates.”, Accessed: Jun. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.oeb.ca/rates-and-your-bill/electricity-rates/time-use-rates>
- [65] B. W. Griffiths, “Algorithmically developing efficient time-of-use electricity rates.” [Online]. Available: <https://ssrn.com/abstract=3803552>
- [66] “Electric vehicle energy tariffs What are they and how do they work?” Accessed: Aug. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.moneysavingexpert.com/utilities/ev-energy-tariffs/>



## APENDICE A

### APENDICE A. TENSÃO NAS 3548 BARRAS DE BAIXA TENSÃO AO LONGO DO ALIMENTADOR, CENÁRIOS DE 300VE, 600 VE, 900VE E 1200VE ANTES DA ALTERAÇÃO DA CURVA

Este apêndice apresenta os valores das tensões monitoradas em todos os barramentos de baixa tensão do alimentador estudado para os casos de inserção de 300, 600, 900 e 1200 VEs.

Figura 45 - Tensão diária em pu ao longo do alimentador dos 4 casos estudados antes e depois da alteração da curva de probabilidade





APENDICE A





APENDICE A



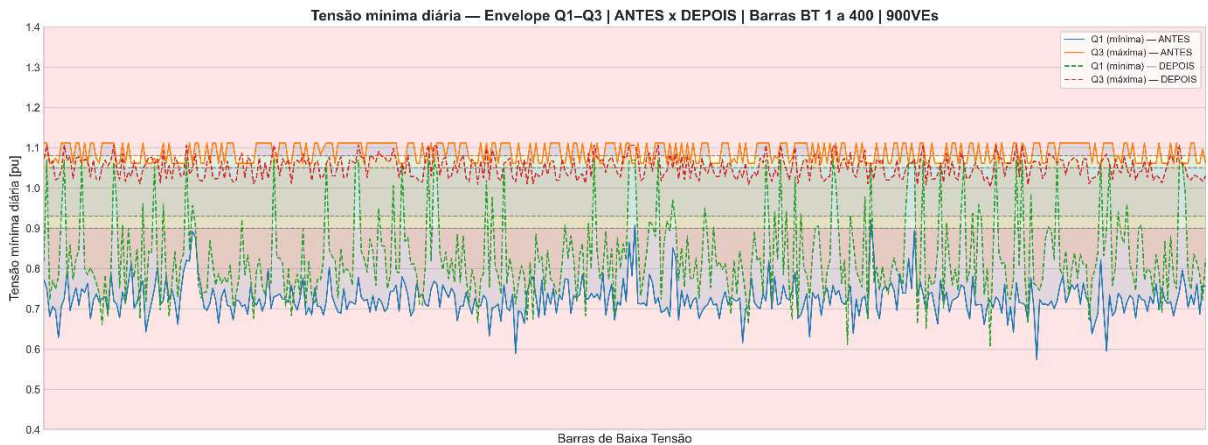
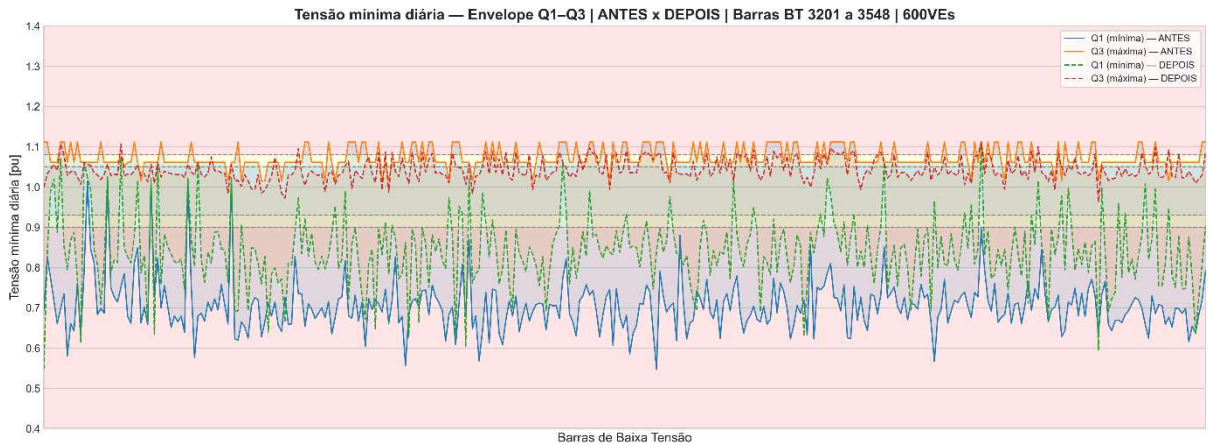
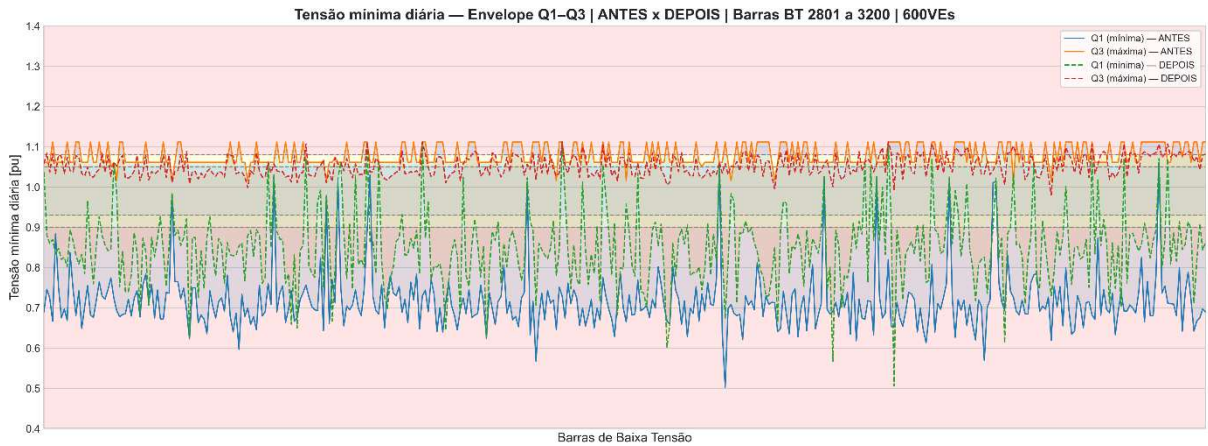
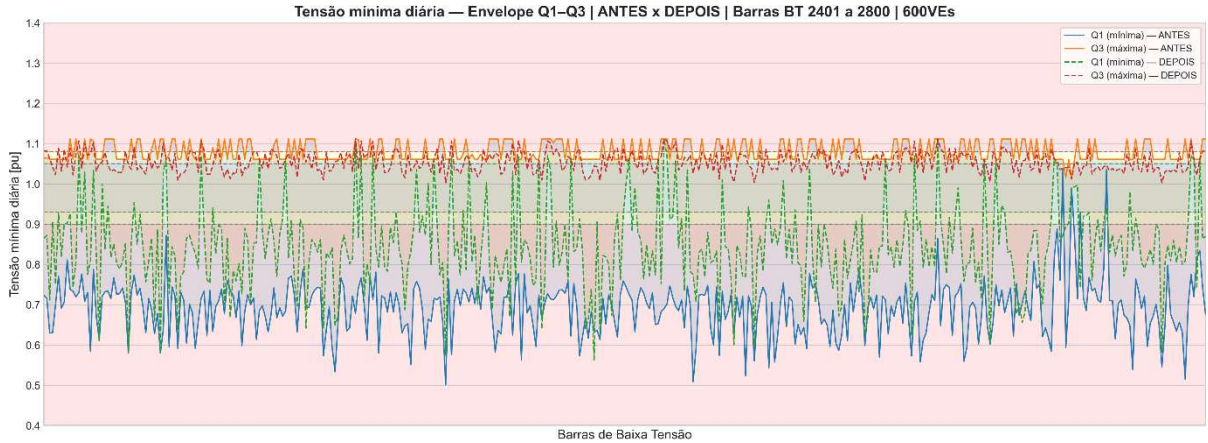


APENDICE A





APENDICE A

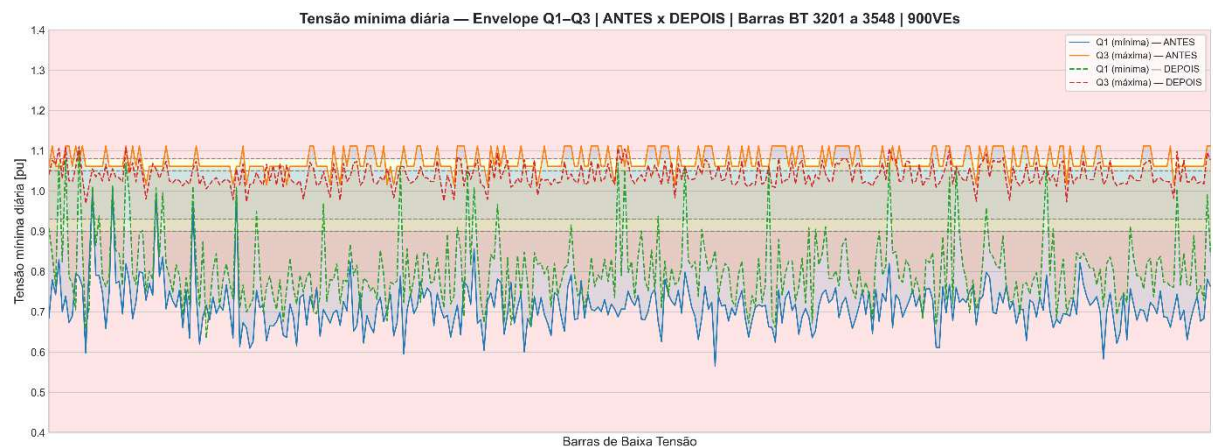
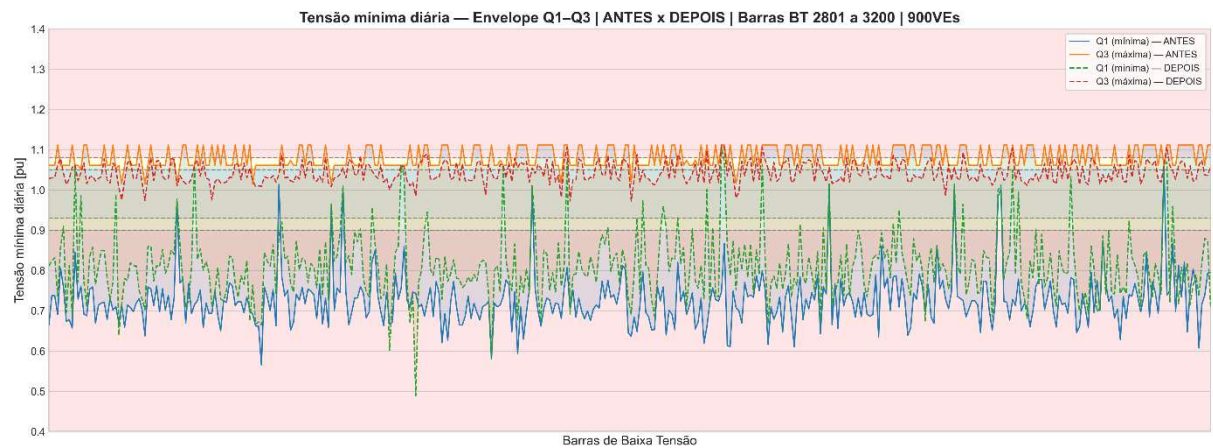
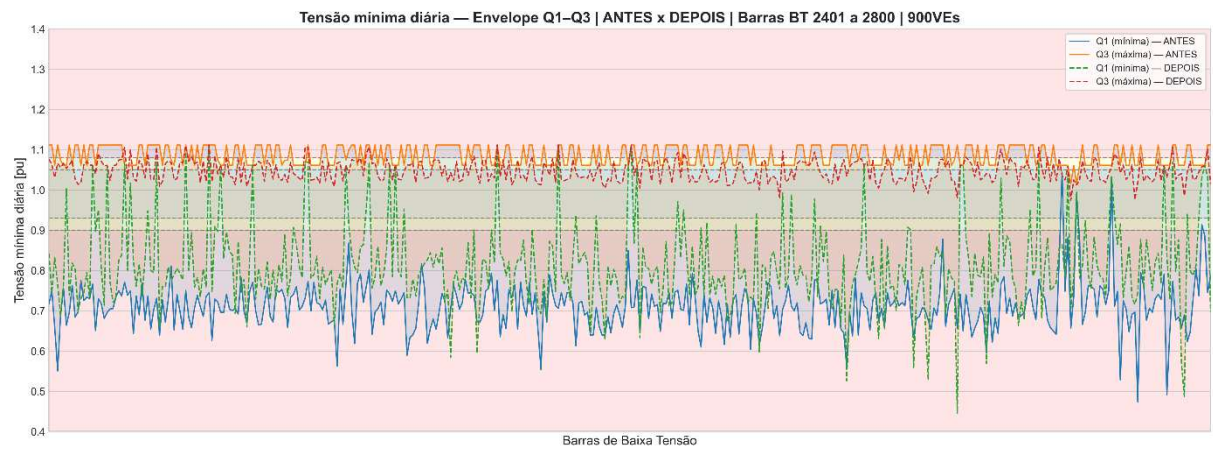
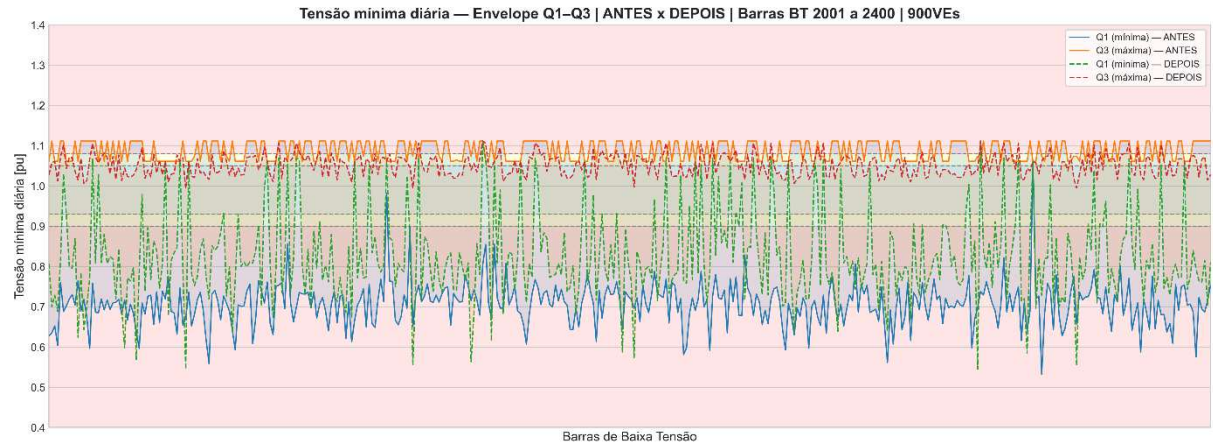


APENDICE A

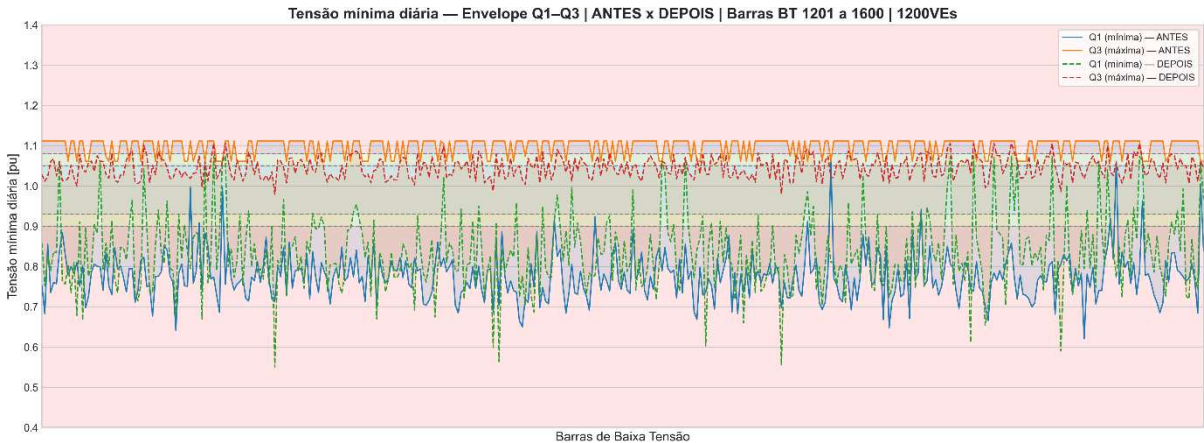
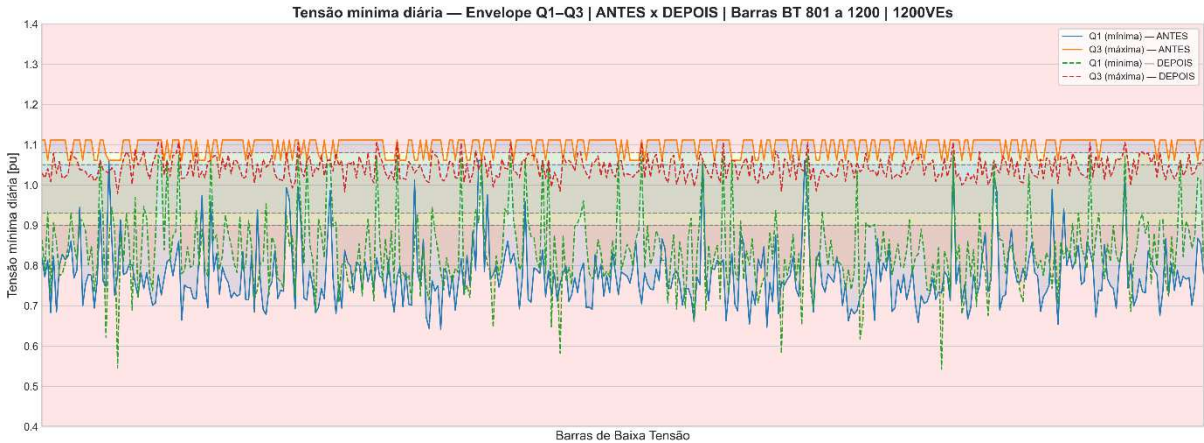
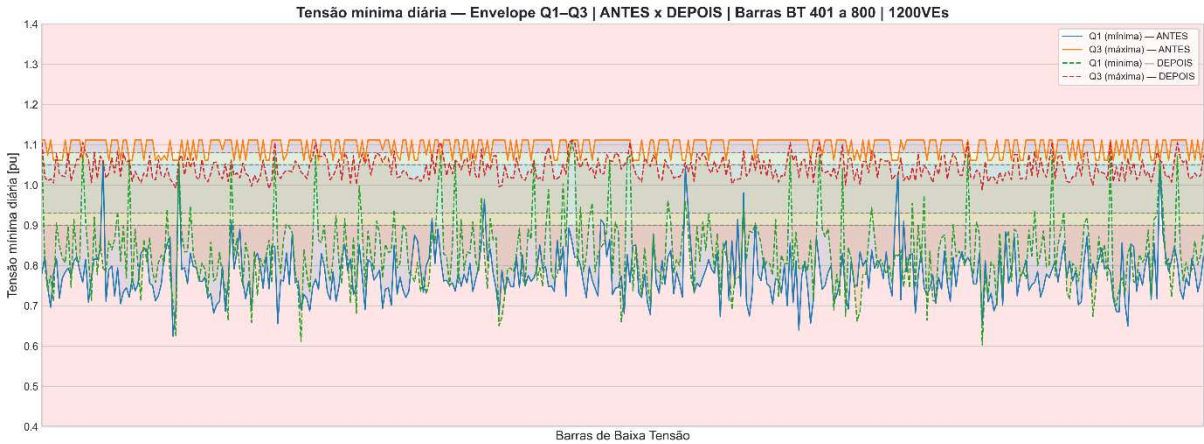
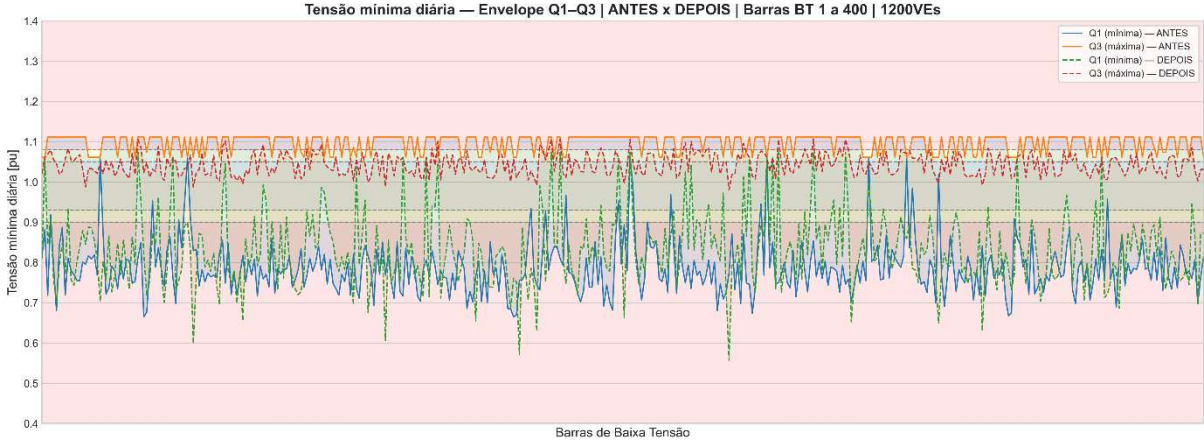




APENDICE A



APENDICE A





APENDICE A



APENDICE A

