

João Vitor Sousa Dias

Aumento da Frota de Veículos Elétricos e Híbridos e seus Impactos na Distribuição de Energia Elétrica

Uberlândia, MG

2025

João Vitor Sousa Dias

Aumento da Frota de Veículos Elétricos e Híbridos e seus Impactos na Distribuição de Energia Elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado na Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia - Campus Santa Mônica, como requisito para a obtenção do Bacharelado em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal de Uberlândia - UFU
Faculdade de Engenharia Elétrica - FEELT

Orientador Prof. Dr. Wellington Maycon Santos Bernardes

Uberlândia, MG

2025



ATA DE DEFESA - GRADUAÇÃO

Curso de Graduação em:	1449BI - Graduação em Engenharia Elétrica: Bacharelado - Integral				
Defesa de:	FEELT31917 - Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica				
Data:	09/07/2025	Hora de início:	13h30	Hora de encerramento:	14h30
Matrícula do Discente:	11911EEL031				
Nome do Discente:	João Vitor Sousa Dias				
Título do Trabalho:	Aumento da Frota de Veículos Elétricos e Híbridos e seus Impactos na Distribuição de Energia Elétrica				
A carga horária curricular foi cumprida integralmente?		(X) Sim () Não			

Reuniu-se em plataforma digital de comunicação, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: pesquisador **Bel. Arthur Gomes de Souza (FEELT/UFU)**; **Prof. Dr. Thales Lima Oliveira (UFTM)**; e **Prof. Dr. Wellington Maycon Santos Bernardes (FEELT/UFU)**, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos, o(a) presidente da mesa, **Dr. Wellington Maycon Santos Bernardes**, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), 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 curso.

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

Aprovado(a) sem nota.

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 **Thales Lima Oliveira, Usuário Externo**, em 09/07/2025, às 14:27, 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 **Arthur Gomes de Souza, Usuário Externo**, em 09/07/2025, às 14:28, 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 **Wellington Maycon Santos Bernardes, Professor(a) do Magistério Superior**, em 09/07/2025, às 14:28, 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, informando o código verificador **6487115** e o código CRC **D65829B4**.

Dedico este trabalho à minha família, pelo amor incondicional e apoio em cada passo da minha jornada. Aos amigos que estiveram ao meu lado, oferecendo força, risos e companheirismo. A todos vocês, minha eterna gratidão.

Agradecimentos

A conclusão deste trabalho representa não apenas o encerramento de um ciclo acadêmico, mas também a soma de muitas mãos, palavras, gestos e presenças que me acompanharam ao longo dessa jornada.

Agradeço, primeiramente, à minha família, por todo amor, apoio e força que sempre me ofereceram. À minha mãe, Juliana, e às minhas avós, Olga Lúcia e Dirce, meu eterno carinho e reconhecimento por nunca deixarem de estar ao meu lado, mesmo nos momentos mais difíceis. Seus ensinamentos e exemplos foram fundamentais para que eu seguisse em frente.

À memória do meu pai, Marcílio Dias, da minha madrinha, Kelly Dias, dos meus avôs João e Bolívar, e do meu tio Ancelmo, meu mais profundo respeito e saudade. Embora suas presenças hoje sejam sentidas de forma diferente, seus legados permanecem vivos em mim. A vida, inevitavelmente, nos confronta com a perda — mas é justamente por isso que seguir em frente se torna um ato de amor. Dar o meu melhor é, e sempre será, uma forma de honrá-los e de tentar retribuir todo o orgulho que sei que teriam de mim.

Agradeço com carinho à minha namorada, Nathália Maria, por ser meu porto seguro, por estar ao meu lado nos momentos de ansiedade, cansaço e superação, e por acreditar em mim mesmo quando eu duvidava.

Aos meus amigos, que foram pilares de apoio e partilharam comigo risos, dúvidas e aprendizados ao longo do curso. Em especial, meu sincero agradecimento a José Eduardo, Alexandre Miranda, André Favotto, Pedro Henrique, Otávio Sousa, Lisandra e Cássio. Cada conversa, cada ajuda, cada momento divididos com vocês foram essenciais para tornar esta caminhada mais leve e significativa.

Em adição, agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Wellington Maycon Santos Bernardes, pela orientação precisa, pela paciência e por compartilhar comigo seu conhecimento e experiência ao longo deste trabalho. Sua contribuição foi indispensável para a realização deste projeto.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) (Demanda Universal APQ-02176-22, e APQ-04929-22) e Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) (406881/2022-7). O autor também expressa sua gratidão ao Laboratório de Energias Alternativas e Proteção de Sistemas Elétricos (LEAPSE), vinculado à Faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT) da Universidade Federal de Uberlândia (UFU).

Por fim, a todos que, de alguma forma, fizeram parte desta trajetória, minha mais

sincera e eterna gratidão.

*“Remember when you were young?
You shone like the Sun
Shine on, you crazy diamond”
(Pink Floyd, 1975)*

Resumo

Este trabalho tem como objetivo analisar os impactos técnicos da crescente eletrificação da frota veicular sobre a rede de distribuição de energia elétrica, com ênfase na qualidade da energia, estabilidade operacional e planejamento da infraestrutura de recarga. A motivação do estudo decorre do aumento expressivo da comercialização de veículos elétricos (VEs) e híbridos no Brasil, impulsionado por políticas públicas como o Programa MOVER e pela entrada de montadoras estrangeiras no mercado nacional. Embora a eletrificação da mobilidade traga benefícios ambientais significativos, como a redução de emissões de gases de efeito estufa, ela também impõe desafios técnicos relevantes à operação dos sistemas elétricos. A metodologia adotada baseou-se na modelagem computacional do sistema teste *IEEE 34 Barras* no ambiente *OpenDSS*, utilizando perfis de carga industrial, comercial, residencial e de eletropostos. Foram simulados três cenários distintos: (i) sistema base sem eletropostos, (ii) inserção de um eletroposto em um ponto crítico da rede (barramento 888), e (iii) inserção de dois eletropostos em regiões distintas (barramentos 888 e 840). Os resultados demonstraram que a conexão de cargas concentradas em pontos distantes da subestação provoca quedas significativas de tensão (até 0,13 p.u.), aumento das perdas técnicas (de 9,69% para 19,11%) e acentuado desequilíbrio entre fases. Além disso, observou-se sobrecarga em transformadores e degradação da eficiência energética do sistema, especialmente durante os horários de pico de carregamento. A análise também evidenciou que os impactos são mais severos em barramentos localizados nas extremidades dos alimentadores, onde a impedância equivalente é maior e a regulação de tensão é mais sensível. A partir desses achados, o trabalho propõe estratégias de mitigação baseadas na literatura técnica, como o gerenciamento inteligente da recarga (*smart charging*), alocação ótima de pontos de recarga, reforço da infraestrutura elétrica, uso de sistemas de armazenamento de energia e balanceamento de fases. Tais medidas são fundamentais para garantir a integração segura e eficiente dos VEs à matriz elétrica nacional, evitando prejuízos à qualidade do fornecimento e à vida útil dos equipamentos. Conclui-se que a expansão da mobilidade elétrica no Brasil exige um planejamento técnico rigoroso, com base em simulações realistas e dados representativos, a fim de assegurar a sustentabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico frente aos novos padrões de consumo. O estudo contribui com subsídios técnicos e estratégicos para concessionárias, planejadores e formuladores de políticas públicas no contexto da transição energética.

Palavras-chave: Veículos Elétricos; Redes de Distribuição de Energia Elétrica; Eletropostos; *OpenDSS*; Planejamento Energético.

Abstract

This work aims to analyse the technical impacts of the growing electrification of the vehicle fleet on the power distribution network, focusing on power quality, operational stability, and charging infrastructure planning. The motivation for this study stems from the rapid increase in electric and hybrid vehicle sales in Brazil, driven by public policies such as the MOVER program and the entry of international automakers into the national market. While electric mobility offers significant environmental benefits, including reducing greenhouse gas emissions, but it also introduces substantial technical challenges to the operation of power systems. The methodology involved computational modelling of the IEEE 34 Node Test Feeder in the OpenDSS environment, incorporating industrial, commercial, residential, and EV charging station load profiles. Three simulation scenarios were analysed: (i) a baseline system without charging stations, (ii) the insertion of a single charging station at a critical node (bus 888), and (iii) the insertion of two stations at different locations (buses 888 and 840). The results revealed that connecting high-power loads in areas far from the substation led to significant voltage drops (up to 0.13 p.u.), increased technical losses (from 9.69% to 19.11%), and pronounced phase imbalance. Transformer overload and reduced energy efficiency were also observed, particularly during peak charging hours. The analysis showed that the most severe impacts occurred at feeder endpoints, where higher impedance and limited voltage regulation capacity make the system more vulnerable. Based on these findings, the study proposes mitigation strategies supported by the technical literature, including smart charging management, optimal siting of charging stations, infrastructure reinforcement, energy storage systems, and phase balancing. These measures are essential to ensure the safe and efficient integration of electric vehicles into the national power grid, preserving power quality and equipment longevity. The study concludes that the expansion of electric mobility in Brazil requires rigorous technical planning, supported by realistic simulations and representative data, to ensure the sustainability and reliability of the power system in the face of evolving consumption patterns. The research provides technical and strategic insights for utilities, planners, and policymakers engaged in the energy transition.

Keywords: Electric Vehicles; Distribution Network; Charging Stations; OpenDSS; Energy Planning.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Evolução mensal das vendas de veículos eletrificados no Brasil período 2022-2025	21
Figura 2 – Programa MOVER	22
Figura 3 – Comparação entre tensões trifásicas balanceadas e desequilibradas . . .	27
Figura 4 – Conector Tipo 1 - SAEJ1772	32
Figura 5 – Conector Tipo 2 - IEC 62196	33
Figura 6 – Dados de <i>ABVE Data</i> referentes a eletropostos em território nacional .	36
Figura 7 – Diagrama Unifilar do Sistema <i>IEEE 34 Node Test Feeder</i>	39
Figura 8 – Perfil de carga industrial ao longo das 24 horas	40
Figura 9 – Perfil de carga comercial ao longo das 24 horas	41
Figura 10 – Perfil de carga residencial ao longo das 24 horas	41
Figura 11 – Perfil de carga de carregamento ao longo das 24 horas	42
Figura 12 – Ponto de Carregamento para Simulação	45
Figura 13 – Perfil de tensão (p.u.) nas três fases na saída da subestação, arredondado para quatro casas decimais	49
Figura 14 – Menor valor de tensão (p.u.) observado em cada barramento ao longo do dia	49
Figura 15 – Perfil da Potência Aparente no Barramento 888 ao Longo do Dia . . .	52
Figura 16 – Perfil de Tensão no Barramento 888 ao Longo do Dia	52
Figura 17 – Perdas Elétricas no Barramento 888 ao Longo do Dia	53
Figura 18 – Perfil de Potência Aparente no Barramento 840 ao Longo do Dia . . .	55
Figura 19 – Perfil de Tensão no Barramento 840 ao Longo do Dia	55
Figura 20 – Perdas Elétricas no Barramento 840 ao Longo do Dia	56
Figura 21 – Diagrama Unifilar - Cenário 2	57
Figura 22 – Perfil de Tensão no Barramento 888 ao longo do dia – Cenário 2	60
Figura 23 – Senóides das tensões trifásicas na barra 888 para as horas 20, 21 e 22 (Cenário 2)	62
Figura 24 – Perfil de potência aparente no Barramento 888 ao longo do dia – Cenário 2	62
Figura 25 – Perfil de perdas elétricas no Barramento 888 ao longo do dia – Cenário 2	63
Figura 26 – Perfil de potência aparente no transformador XFM1 ao longo do dia – Cenário 2	64
Figura 27 – Perfil de tensão no Barramento 890 ao longo do dia	66
Figura 28 – Diagrama Unifilar - Cenário 3	68
Figura 29 – Perfil de tensão no barramento 840 ao longo do dia para o Cenário 03 .	68
Figura 30 – Perfil de Potência Aparente do Barramento 840 ao longo do dia para o Cenário 3	69

Figura 31 – Senoides das tensões trifásicas na barra 840 (Cenário 3)	70
Figura 32 – Perdas elétricas (kW e kvar) no barramento 840 ao longo do dia	71
Figura 33 – Perfil de tensão no barramento 888 ao longo do dia para o Cenário 03 .	72

Lista de tabelas

Tabela 1 – Classificação das variações de tensão de longa duração segundo o PRODIST Módulo 8 da ANEEL	28
Tabela 2 – Características do Carregamento Modo 1	30
Tabela 3 – Características do Carregamento Modo 2	31
Tabela 4 – Características do Carregamento Modo 3	31
Tabela 5 – Características do Carregamento Modo 4	32
Tabela 6 – Características Técnicas do Conector Tipo 1 (SAE J1772)	33
Tabela 7 – Características Técnicas do Conector Tipo 2 (IEC 62196-2, Mennekes)	33
Tabela 8 – Características Técnicas do Conector CCS	34
Tabela 9 – Características Técnicas do Conector CHAdeMO	34
Tabela 10 – Características Técnicas do Conector Tesla <i>Supercharger</i>	35
Tabela 11 – Dados de entrada e saída do carregador M0601000E3	45
Tabela 12 – Especificações elétricas do carregador Terra 54	46
Tabela 13 – Síntese das perdas e potência de carga do sistema para o cenário padrão	54
Tabela 14 – Comparação das tensões em p.u. dos barramentos entre os cenários 1 e 2	59
Tabela 15 – Comparativo das perdas elétricas e potência total de carga entre os cenários 1 e 2	63
Tabela 16 – Comparativo dos perfis de tensão nos cenários 1, 2 e 3 para os principais barramentos	69
Tabela 17 – Resumo das perdas do sistema para os três cenários analisados	71
Tabela 18 – Dados dos Transformadores	83
Tabela 19 – Dados de Carga	83
Tabela 20 – Configuração da Linha Aérea	83
Tabela 21 – Capacitores <i>Shunt</i>	83
Tabela 22 – Dados dos Segmentos de Linha	84
Tabela 23 – Dados do Regulador 1	85
Tabela 24 – Dados do Regulador 2	85

Lista de Abreviaturas

ABVE	Associação Brasileira do Veículo Elétrico
ACV	Avaliação do Ciclo de Vida
BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i> (Veículo Elétrico a Bateria)
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias)
BI	<i>Business Intelligence</i> (Inteligência de Negócios)
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCS	<i>Combined Charging System</i> (Sistema de Carregamento Combinado)
DR	<i>Demand Response</i> (Resposta à Demanda)
ESS	<i>Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia)
EVSC	<i>Electric Vehicle Smart Charging</i> (Gerenciamento Inteligente da Recarga de Veículos Elétricos)
GEE	Gases de Efeito Estufa
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicle</i> (Veículo Híbrido Elétrico)
IA	Inteligência Artificial
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
MHEV	<i>Mild Hybrid Electric Vehicle</i> (Veículo Elétrico Híbrido Leve)
ML	<i>Machine Learning</i> (Aprendizado de Máquina)
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i> (Veículo Híbrido Elétrico <i>Plug-in</i>)
PROMOVI	Programa de Mobilidade Verde e Inovação
SVR	<i>Step Voltage Regulator</i> (Regulador de Tensão em Degraus)
ToU	<i>Time-of-Use</i> (Tarifa por Horário de Uso)
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i> (Veículo para a Rede)
VE	Veículo Elétrico

Sumário

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Introdução	16
1.2	Justificativas	17
1.3	Objetivos	17
1.4	Organização Deste Documento	18
2	REVISÃO DA LITERATURA	19
2.1	Panorama Global e Tendências da Mobilidade Elétrica	19
2.2	Aumento da Frota Veicular Elétrica no Brasil	20
2.2.1	PROMOVI: Programa de Mobilidade Verde e Inovação	21
2.3	Benefícios Ambientais da Frota Eletrificada no Brasil	23
2.4	Principais Impactos dos Veículos Elétricos na Rede Elétrica	25
2.4.1	Desequilíbrio de Tensão	25
2.4.2	Variações de Tensão de Longa Duração (Queda e Elevação de Tensão)	27
2.4.3	Sobrecarga e Envelhecimento de Transformadores	28
2.5	Mitigação dos Impactos na Rede Elétrica	28
2.6	Considerações Finais	29
3	INFRAESTRUTURA DE RECARGA E DESAFIOS TÉCNICOS	30
3.1	Tipos de Carregamento	30
3.1.1	Modo 1: Carregamento Lento em Tomada Comum	30
3.1.2	Modo 2: Carregamento Lento/Portátil	30
3.1.3	Modo 3: Carregamento Semi-Rápido/ <i>Wallbox</i>	31
3.1.4	Modo 4: Carregamento Rápido/Ultrarrápido em Corrente Contínua	31
3.1.5	Conectores e Padrões	31
3.1.5.1	Conector Tipo 1 (<i>SAE J1772</i>)	32
3.1.5.2	Conector Tipo 2 (IEC 62196-2, <i>Mennekes</i>)	32
3.1.5.3	Sistema Combinado de Carga (CCS – Combined Charging System)	33
3.1.5.4	Conector CHAdeMO	34
3.1.5.5	Conector Tesla <i>Supercharger</i>	35
3.2	Situação no território brasileiro	36
4	METODOLOGIA	38
4.1	Modelagem do Sistema de 34 Barras IEEE	38
4.1.1	Dados Técnicos do Sistema	39
4.1.2	Definição dos Perfis de Cargas	39

4.1.3	Definição dos Perfis de Carga (<i>Loadshapes</i>) no <i>OpenDSS</i>	42
4.1.4	Modelagem do Eletroposto Proposto	44
4.1.5	Premissas de Modelagem da Carga para Simulação	44
4.1.6	Modelagem da Carga dos Carregadores em <i>OpenDSS</i>	44
4.1.7	Cenários Abordados para os Resultados	47
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	48
5.1	Cenário 1 - Caso Base	48
5.1.1	Tensão de Saída da Subestação	48
5.1.2	Verificação das Tensões dos Barramentos	49
5.1.3	Análise em Elementos Críticos	50
5.1.3.1	Simulação na Barra 888	51
5.1.3.2	Simulação na Barra 840	54
5.1.4	Desequilíbrio Observado nos Barramentos	56
5.2	Cenário 2 - Impacto da Instalação de um Eletroposto na Barra 888	57
5.2.1	Alteração na Modelagem do <i>OpenDSS</i>	57
5.2.2	Verificação das Tensões dos Barramentos	58
5.2.3	Análise em Elementos Críticos	60
5.2.3.1	Simulação na Barra 888	60
5.2.3.2	Simulação do Perfil de Potência do Transformador XMF1	64
5.2.3.3	Simulação na Barra 890	65
5.2.4	Conclusão e Comentários Adicionais para o Cenário 2	66
5.3	Cenário 3 - Impacto da Instalação de Eletropostos nas Barras 888 e 840	67
5.3.1	Verificação das Tensões dos Barramentos	67
5.3.2	Análise em Elementos Críticos	68
5.3.2.1	Simulação na Barra 840	68
5.3.2.2	Simulação na Barra 888	71
5.4	Conclusão da Simulação Computacional e Formas de Mitigação	73
6	CONCLUSÃO	76
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
	ANEXO A – ANEXOS	83

1 Introdução

1.1 Introdução

Nos últimos anos, a qualidade da energia no sistema elétrico consolidou-se como um tema central para assegurar a confiabilidade e o desempenho dos sistemas elétricos de potência, especialmente em um contexto de rápidas transformações tecnológicas e crescente integração de fontes renováveis. Conforme destacado por [Arrillaga, Watson e Chen \(2000\)](#), a avaliação criteriosa dos parâmetros de qualidade das redes elétricas é indispensável para prevenir distúrbios capazes de comprometer tanto a operação de equipamentos quanto a estabilidade do sistema.

A literatura clássica, exemplificada por estudos como [Aldabo \(2001\)](#), ressalta que a análise da qualidade de energia vai além da simples identificação de falhas, abrangendo a compreensão das interações dinâmicas entre os diversos elementos do sistema elétrico. Referências como o *Handbook on Power Quality* ([BAGGINI, 2008](#)) e o *Power Quality Primer* ([KENNEDY, 2000](#)) fornecem fundamentos teóricos e recomendações práticas essenciais para a mitigação de distúrbios e a adoção de soluções mais robustas.

Concomitantemente, a expansão da frota de veículos elétricos impõe desafios inéditos à integração e à operação dos sistemas de distribuição. Pesquisas recentes indicam que o carregamento intensivo e a crescente adoção de sistemas *vehicle-to-grid* podem modificar significativamente o comportamento das redes, exigindo adaptações técnicas para garantir a estabilidade operacional ([CUI et al., 2018](#); [KEMPTON](#); [TOMIĆ, 2005](#); [CHUN-LIN et al., 2011](#)). Essa evolução, que alia sustentabilidade e inovação tecnológica, demanda uma revisão das estratégias de operação e manutenção das redes de distribuição.

No cenário brasileiro, a tendência de eletrificação é evidente. Dados recentes mostram que a frota de veículos elétricos e híbridos triplicou em apenas três anos, refletindo o rápido crescimento do setor ([QUATRO RODAS, 2025](#)). Esse avanço é corroborado por veículos de comunicação que destacam o aumento expressivo nas vendas de eletrificados ([G1, 2024](#)). Internacionalmente, a *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia) ([IEA](#)) enfatiza, em seus relatórios, a necessidade de investimentos em infraestrutura e em tecnologias inovadoras para assegurar a integração segura desses veículos às redes elétricas ([AGENCY, 2023](#)). Além disso, iniciativas do *IEEE Power & Energy Society* ressaltam a importância de metodologias padronizadas para testar e validar a qualidade da energia em ambientes com alta penetração de cargas variáveis ([SOCIETY, 2025](#)).

Diante desse contexto, o presente trabalho tem como objetivo investigar as implicações da integração de veículos elétricos na qualidade da energia elétrica, identificando

desafios técnicos e propondo estratégias que contribuam para a estabilidade e a eficiência dos sistemas de distribuição. Busca-se, assim, oferecer uma contribuição relevante ao setor elétrico, alinhada às demandas por sistemas cada vez mais sustentáveis e resilientes.

1.2 Justificativas

O crescimento acelerado da frota de veículos elétricos e híbridos no Brasil representa uma oportunidade ímpar sob as perspectivas ambiental, tecnológica e econômica. Contudo, esse avanço impõe desafios substanciais à rede de distribuição de energia elétrica. Tradicionalmente dimensionado para cargas convencionais, o sistema elétrico brasileiro passa a enfrentar novos perfis de consumo, marcados por elevada concentração, dinamicidade e, frequentemente, desequilíbrio entre as fases características inerentes ao carregamento de veículos elétricos, sobretudo em contextos urbanos e industriais. Ademais, a intensificação da demanda por eletropostos e a introdução de carregadores rápidos tornam imprescindível uma análise aprofundada dos impactos sobre a qualidade da energia, as perdas técnicas e a estabilidade operacional dos sistemas de distribuição.

Nesse cenário, a realização do presente estudo justifica-se pela necessidade de fundamentar o planejamento e a tomada de decisão relacionados à expansão da infraestrutura de recarga, promovendo o desenvolvimento sustentável da mobilidade elétrica no país. A adoção do sistema *IEEE 34 Barras*, amplamente referenciado na literatura técnica, confere representatividade e robustez às análises conduzidas, enquanto a aplicação de simulações computacionais detalhadas permite antecipar cenários futuros e propor estratégias eficazes para mitigar potenciais impactos adversos na rede elétrica.

1.3 Objetivos

Objetivo Geral:

- Avaliar de forma abrangente os impactos técnicos decorrentes da expansão da frota de veículos elétricos e híbridos na rede de distribuição de energia elétrica, utilizando o sistema *IEEE 34 Barras* como modelo de referência para as análises e simulações.

Objetivos Específicos:

- Realizar a modelagem computacional detalhada do sistema elétrico no ambiente *OpenDSS*, contemplando diferentes perfis de carga, sendo elas, industrial, comercial e/ou residencial, de modo a representar com precisão a diversidade de consumidores presentes no contexto brasileiro.

- Simular diversos cenários operacionais, com e sem a inserção de eletropostos em certas barras, analisando de forma minuciosa as variações no perfil de tensão, as perdas elétricas totais do sistema e o grau de desequilíbrio entre as fases em diferentes condições de carregamento.
- Identificar e mapear os pontos de maior vulnerabilidade da rede de distribuição para a conexão de cargas concentradas, oferecendo subsídios técnicos para a escolha dos locais mais adequados à instalação de novos eletropostos, de maneira a mitigar impactos adversos e maximizar a eficiência da infraestrutura.
- Propor recomendações técnicas fundamentadas para a expansão segura e eficiente da infraestrutura de recarga de veículos elétricos, considerando a manutenção dos padrões de qualidade da energia, a confiabilidade do sistema de distribuição e as exigências de sustentabilidade e inovação tecnológica do setor elétrico nacional.

1.4 Organização Deste Documento

Este Trabalho de Conclusão de Curso está organizado em 6 capítulos, sendo que:

- O Capítulo 2 mostra a revisão bibliográfica sobre o tema;
- O Capítulo 3 apresenta os principais aspectos da infraestrutura de recarga de veículos elétricos, os modos de carregamento e os desafios técnicos associados;
- O Capítulo 4 descreve a metodologia adotada, incluindo a modelagem do sistema IEEE 34 Barras, os perfis de carga utilizados e os cenários simulados;
- O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos nas simulações computacionais, discutindo os impactos da inserção de eletropostos na rede elétrica e propondo estratégias de mitigação;
- O Capítulo 6 traz as conclusões do trabalho, destacando os principais achados e propondo recomendações para futuras pesquisas e para o planejamento da infraestrutura elétrica frente à eletrificação veicular.

2 Revisão da Literatura

2.1 Panorama Global e Tendências da Mobilidade Elétrica

A mobilidade elétrica tem experimentado um crescimento acelerado e diversificado, com diferentes segmentos evoluindo em ritmos distintos. De acordo com o relatório *Electric Vehicle Outlook 2023* da BloombergNEF, enquanto os veículos de passeio contabilizam uma frota de aproximadamente 40.863.996 unidades representando cerca de 18% da participação nas vendas globais, outros segmentos mostram características distintas. Por exemplo, vans e caminhões elétricos somam 1.518.916 unidades, ainda com uma participação de mercado marginal de 4%, e o segmento de ônibus elétricos atinge 720.884 unidades, correspondendo a 26% do total de vendas. Notavelmente, os veículos de duas e três rodas lideram em volume, com uma frota de 301.995.237 unidades, representando 47% das vendas (BLOOMBERGNEF, 2023).

Além desses números, o relatório destaca outros aspectos relevantes do mercado de mobilidade elétrica em 2023. O avanço da eletrificação já ocasionou o deslocamento de aproximadamente 1,7 milhão de barris de petróleo por dia, o que equivale a cerca de 3% da demanda total de combustíveis para transporte rodoviário. A infraestrutura de carregamento também mostra uma expansão significativa, com um expressivo aumento no número cumulativo de conectores públicos, fator essencial para sustentar o crescimento do setor. Outro ponto de destaque é o rápido crescimento da demanda por baterias de íon-lítio, impulsionada tanto pelo setor automotivo quanto por aplicações de armazenamento estacionário, enfatizando a concentração da produção de componentes-chave na China (BLOOMBERGNEF, 2023).

Esses dados ilustram a heterogeneidade do mercado de veículos elétricos e reforçam a necessidade de uma análise segmentada para compreender as nuances e os desafios específicos de cada segmento, bem como os investimentos necessários em infraestrutura e tecnologia para acompanhar essa transição.

A mobilidade elétrica tem experimentado um crescimento acelerado nos últimos anos, transformando significativamente o cenário global da indústria automobilística. De acordo com o relatório *Global EV Outlook 2023* da *International Energy Agency* (IEA), a frota mundial de veículos elétricos ultrapassou os 16 milhões de unidades em 2022, com projeções de crescimento exponencial para os próximos anos (AGENCY, 2023). Esse avanço não apenas reflete uma mudança na preferência dos consumidores, mas também uma resposta às políticas ambientais e aos esforços governamentais para reduzir as emissões de gases de efeito estufa.

Diante desse contexto, o panorama global da mobilidade elétrica revela uma tendência irreversível de transformação no setor de transportes, impulsionada por fatores econômicos, tecnológicos e ambientais. Essa evolução não só representa um desafio para as indústrias estabelecidas, mas também uma oportunidade para a criação de um novo ecossistema automotivo que priorize a sustentabilidade e a eficiência energética.

2.2 Aumento da Frota Veicular Elétrica no Brasil

Para a elaboração deste documento serão utilizados os dados disponibilizados pela plataforma *ABVE Data* (ABVE..., 2025), a qual apresenta, de forma estruturada e detalhada, os registros mensais de comercialização de veículos eletrificados no Brasil, abrangendo o período de 2022 até 2025. As informações coletadas contemplam as principais categorias do mercado de veículos de baixa e zero emissão, incluindo *Battery Electric Vehicle* (Veículo Elétrico a Bateria) (BEV), *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (Veículo Híbrido Elétrico Plug-in) (PHEV), *Hybrid Electric Vehicle* (Veículo Híbrido Elétrico) (HEV), *Mild Hybrid Electric Vehicle* (Veículo Elétrico Híbrido Leve) (MHEV) e, de forma geral, todos aqueles classificados como Veículo Elétrico (VE).

Cabe destacar que, a partir de janeiro de 2025, a Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE) adotou um novo critério de classificação para veículos eletrificados. Segundo esta atualização, apenas são considerados eletrificados aqueles modelos equipados com tração elétrica autônoma e sistema de motorização elétrica com tensão superior a 60V. Essa redefinição pode impactar diretamente os dados estatísticos a partir desse período, resultando em uma possível redução no número total de veículos contabilizados, uma vez que alguns modelos de MHEVs e veículos com sistemas de assistência elétrica de baixa tensão passaram a não ser mais classificados como eletrificados segundo a metodologia vigente.

Portanto, ao se analisar os dados referentes ao ano de 2025, é fundamental considerar essa alteração metodológica para evitar interpretações equivocadas sobre o ritmo de crescimento do setor. A Figura 1 é referente à evolução mensal da frota de veículos eletrificados no Brasil, evidenciando o comportamento do mercado ao longo dos últimos anos e refletindo a mudança de critérios aplicada no início de 2025.

A análise do crescimento da frota de veículos eletrificados no Brasil, a partir dos dados disponibilizados pela plataforma *ABVE Data* (ABVE..., 2025), revela um avanço expressivo e consistente do setor nos últimos anos. Em 2022, foram registrados 49.243 emplacamentos de veículos eletrificados, o que representava, à época, 2,45% do mercado nacional de automóveis. Já em 2023, esse número praticamente dobrou, atingindo 93.927 unidades e elevando a participação para 4,31%. O ano de 2024 marcou um salto ainda mais significativo, com 177.628 veículos eletrificados vendidos, representando 7,14% do

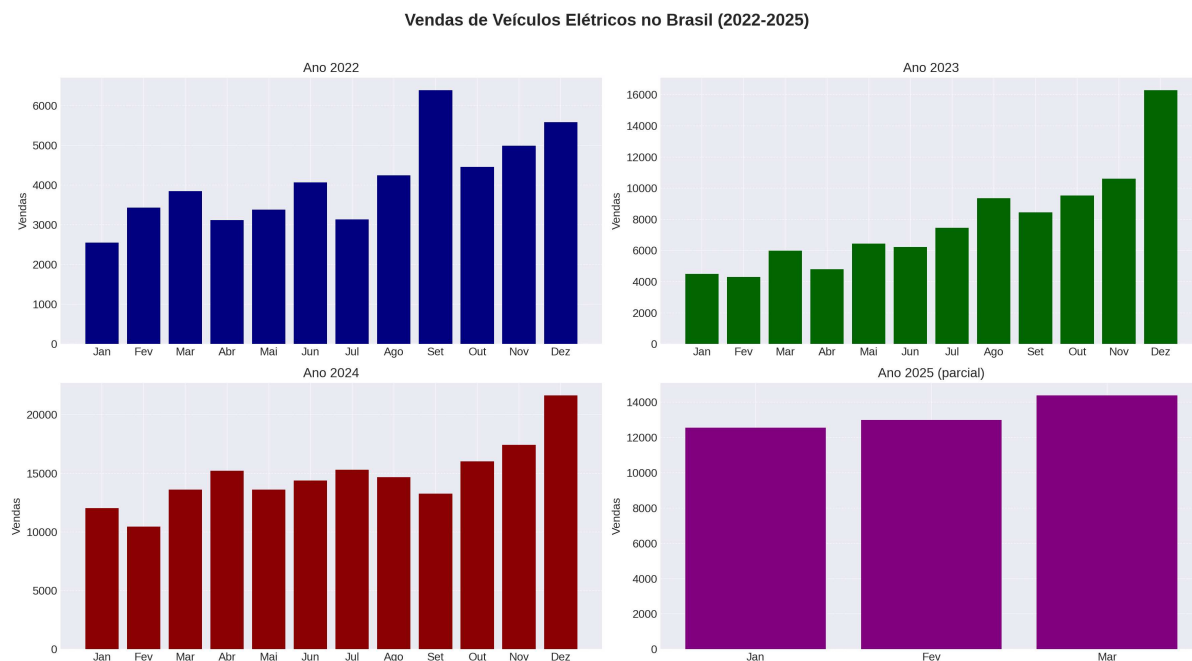


Figura 1 – Evolução mensal das vendas de veículos eletrificados no Brasil período 2022-2025

Fonte: [ABVE... \(2025\)](#)

total de emplacamentos no país.

Esse crescimento contínuo é reflexo direto de uma série de fatores, entre eles o amadurecimento do mercado consumidor, o fortalecimento da infraestrutura de recarga e, de forma bastante impactante, a entrada da montadora chinesa *BYD* no mercado brasileiro. A partir de julho de 2023, com o lançamento do modelo Dolphin, a *BYD* passou a ocupar rapidamente um papel de destaque no cenário nacional, combinando preços competitivos, tecnologia acessível e grande apelo junto ao público interessado na transição para veículos eletrificados. Sua chegada contribuiu de maneira decisiva para o avanço do volume de vendas, tornando-se, em pouco tempo, uma das principais responsáveis pela expansão das estatísticas no segmento.

Já em 2025, observou-se, até o mês de Março, um total de 39.924 emplacamentos de veículos eletrificados, número que manteve a tendência de crescimento proporcional ao compararmos períodos equivalentes de anos anteriores. A participação no mercado, no entanto, avançou para 7,71%, o que evidencia não apenas o aumento absoluto das vendas, mas também o fortalecimento da presença dos eletrificados no mix automotivo nacional.

2.2.1 PROMОВI: Programa de Mobilidade Verde e Inovação

Além do evidente crescimento das vendas de veículos eletrificados no Brasil nos últimos anos, a consolidação de políticas públicas voltadas para a descarbonização da

mobilidade tem exercido papel fundamental no fortalecimento desse setor. Nesse contexto, destaca-se o Programa de Mobilidade Verde e Inovação ([PROMOVI](#)), instituído pelo Governo Federal no final de 2023, como parte de um conjunto de estratégias que visam estimular a transição energética no setor automotivo brasileiro.

A Figura 2 é referente ao [PROMOVI](#), que foi concebido para substituir e aprimorar o programa anterior, Rota 2030, expandindo significativamente o foco sobre critérios ambientais e inovação tecnológica. Entre suas principais diretrizes, o programa estabelece parâmetros obrigatórios de eficiência energética, limites mínimos de reciclabilidade de materiais, além da introdução de um novo modelo tributário, denominado IPI Verde. Por meio desse mecanismo, veículos que apresentem menores índices de emissões e maior eficiência energética poderão se beneficiar de alíquotas reduzidas, promovendo um alinhamento fiscal com as boas práticas ambientais ([MOVER...](#), 2023).



Figura 2 – Programa MOVER

Fonte: [Camargo \(2025\)](#)

Além disso, o programa prevê que, a partir de junho de 2025, apenas veículos que atendam aos critérios técnicos estabelecidos, relacionados não apenas às emissões de poluentes, mas também à segurança e desempenho energético, estarão aptos a obter licenciamento para venda no mercado nacional. Essa medida tem potencial de alterar de forma significativa o portfólio de veículos disponíveis no Brasil, incentivando a produção e comercialização de modelos eletrificados em detrimento das tecnologias tradicionais baseadas em combustíveis fósseis ([MOVER...](#), 2023).

Outro ponto de destaque é a previsão de incentivos financeiros para empresas que investirem no desenvolvimento de tecnologias que favoreçam a descarbonização e a inovação. O governo federal estima que o programa permitirá a concessão de créditos fiscais

que somam aproximadamente R\$ 19,3 bilhões até 2028, além de estimular investimentos diretos na cadeia produtiva nacional (MOVER... , 2023).

Paralelamente, a majoração gradual do imposto de importação sobre veículos elétricos produzidos fora do país, prevista na regulamentação do programa, tende a favorecer a instalação de novas fábricas e a ampliação da produção local, como já foi observado nos recentes anúncios de investimento por parte de fabricantes como *BYD*, *GM*, *Volkswagen*, *Nissan* e *Renault*.

Dessa forma, o **PROMOVI** configura-se como um importante catalisador para a consolidação do mercado de veículos eletrificados no Brasil, criando um ambiente institucional estável e economicamente atrativo para fabricantes, além de contribuir diretamente para o alcance das metas de redução de emissões de gases de efeito estufa assumidas pelo país em fóruns internacionais.

2.3 Benefícios Ambientais da Frota Eletrificada no Brasil

O Brasil estabeleceu metas ambiciosas de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (**GEE**), visando cortes de 37% até 2025 e 50% até 2030, em comparação com os níveis de 2005, além de alcançar a neutralidade climática até 2050. Para atingir esses objetivos, todos os setores econômicos precisam contribuir significativamente, incluindo o setor de transportes, responsável por 13% das emissões nacionais de **GEE** (**BRASIL**, 2023).

O setor de transporte brasileiro é caracterizado por uma predominância de veículos com motores de combustão interna *flex-fuel*, capazes de utilizar tanto etanol hidratado quanto gasolina C. Esta configuração apresenta particularidades em relação a outros mercados globais, onde a penetração de veículos elétricos e híbridos já alcança percentuais mais expressivos.

O Brasil ultrapassou a marca de 100 mil veículos elétricos em circulação em meados de 2022, com crescimento de 47% no primeiro semestre daquele ano em comparação ao mesmo período de 2021. Embora ainda represente uma fração pequena da frota total, a taxa de crescimento demonstra um interesse crescente por esta tecnologia. Projeções indicam que até 2035, cerca de 62% dos veículos no país serão elétricos (**BRASIL**, 2023).

Para compreender adequadamente os benefícios ambientais da frota eletrificada, é fundamental adotar uma abordagem de Avaliação do Ciclo de Vida (**ACV**), que considera as emissões de **GEE** ao longo de toda a cadeia produtiva e uso dos veículos. A unidade funcional desta análise é expressa em gramas de CO₂ equivalente por quilômetro percorrido (g CO₂ eq./km), considerando as emissões de metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O), além do CO₂ (**BRASIL**, 2023).

A metodologia de [ACV](#) aplicada aos veículos elétricos abrange dois componentes principais: (1) ciclo do veículo, que engloba a extração e processamento de matérias-primas, produção do veículo (incluindo chassi, trem de força e bateria), manutenção e reciclagem ao final da vida útil; e (2) ciclo do combustível e eletricidade, que inclui a produção e consumo de combustíveis ou eletricidade, desde a extração dos recursos até seu uso final no veículo ([BRASIL, 2023](#)).

Estudos recentes mostram que veículos 100% elétricos ([BEVs](#)) disponíveis no mercado nacional emitem aproximadamente 81% menos CO₂ equivalente no ciclo do poço à roda em comparação com a média da frota brasileira atual. Os híbridos convencionais ([HEVs](#)) a gasolina e os híbridos *plug-in* ([PHEVs](#)) apresentam reduções mais modestas, com emissões 7,7% e 8,7% menores que a média nacional, respectivamente. Veículos [HEVs](#) carregados exclusivamente com energia renovável podem atingir níveis de emissão até 8 vezes menores do que [PHEVs](#) flex abastecidos com etanol, configurando o melhor cenário possível mesmo considerando a vantagem do etanol como biocombustível ([BRASIL, 2023](#); [HAYTZMANN; CIEPLINSKI, 2025](#)).

Uma preocupação frequente relacionada à eletrificação veicular em larga escala refere-se à capacidade do sistema elétrico nacional de suportar o aumento de demanda. Estudos indicam que, mesmo com a projeção de crescimento expressivo da frota elétrica até 2035, o impacto no consumo nacional de energia seria de aproximadamente 1,5% do volume total. A demanda adicional de energia elétrica pode variar de 2.607 MWh/dia, no cenário conservador, até 13.706 MWh/dia no cenário otimista em 2030, representando entre 1,0% e 5,4% da capacidade total projetada para 2028, um valor administrável com planejamento adequado ([SASAKI, 2021](#); [AOYAGUE, 2024](#)).

Experiências concretas de eletrificação de frotas no Brasil já demonstram benefícios mensuráveis. O projeto “Frota Pública Sustentável” implementado pela Prefeitura de São José dos Campos, por exemplo, evitou a emissão de aproximadamente 400 toneladas de CO₂ na atmosfera durante seu primeiro ano de funcionamento, além de gerar economia significativa nos gastos com combustível e manutenção ([CEPAL, 2023](#)).

Uma análise completa dos benefícios ambientais da eletrificação veicular deve considerar também os impactos associados às baterias utilizadas nos veículos elétricos. Estudos de [ACV](#) indicam que a etapa de extração e processamento de recursos naturais para a produção de baterias apresenta o maior impacto nas categorias de potencial de aquecimento global, geração de resíduos sólidos, potencial de acidificação e potencial de eutrofização. Durante a fase de uso, observa-se o maior consumo de energia elétrica, enquanto na etapa de reciclagem ocorre o maior consumo de água doce e produção de resíduos sólidos ([SILVA; SANTOS, 2025](#)).

Dessa forma, a eletrificação da frota veicular brasileira apresenta benefícios ambientais significativos, com potencial de redução de até 81% nas emissões de [GEE](#) em

comparação com a média atual dos veículos em circulação no país. Estes benefícios são ainda mais expressivos quando se considera a matriz energética brasileira, predominantemente renovável, que potencializa a redução de emissões ao longo do ciclo de vida dos veículos elétricos.

2.4 Principais Impactos dos Veículos Elétricos na Rede Elétrica

A integração crescente de Veículos Elétricos (VEs) à rede elétrica tem provocado uma série de impactos técnicos que exigem atenção por parte dos operadores e planejadores do sistema. Embora os VEs representem uma solução promissora para a descarbonização do setor de transportes, sua recarga em larga escala pode comprometer a estabilidade e a eficiência da rede elétrica, especialmente em áreas com infraestrutura limitada ou não preparada para essa nova demanda.

Nesta seção, serão abordados três dos principais efeitos causados pela penetração dos VEs na rede elétrica:

- **Desequilíbrio de Tensão:** causado pela conexão assimétrica de carregadores monofásicos, que pode afetar a qualidade do fornecimento e a operação de equipamentos sensíveis.
- **Variações de Tensão de Longa Duração (Queda e Elevação de Tensão):** resultantes da demanda concentrada em horários específicos, podendo comprometer a estabilidade do sistema e o conforto dos usuários.
- **Sobrecarga e Envelhecimento de Transformadores:** devido ao aumento da corrente de carga, o que pode acelerar o desgaste térmico dos transformadores e reduzir sua vida útil.

A seguir, cada um desses impactos será analisado em maior detalhe, com base em estudos recentes e dados técnicos relevantes.

2.4.1 Desequilíbrio de Tensão

O carregamento residencial de veículos elétricos (VEs), frequentemente realizado por meio de carregadores monofásicos conectados a uma única fase do sistema trifásico de distribuição, pode provocar desequilíbrios significativos de tensão e corrente na rede elétrica. Esse fenômeno ocorre devido à distribuição assimétrica das cargas entre as fases, o que gera correntes desiguais e resultantes assimetrias na tensão de linha, sobretudo em

redes com baixa impedância de sequência negativa ou neutros subdimensionados (HARISH; SURENDRA, 2021; RAM; MALLIKARJUNA, 2023).

O grau de desequilíbrio de tensão é comumente quantificado pelo índice percentual de desequilíbrio de tensão (V_{des}), definido pela norma IEC 61000-4-30 como apontado na Equação 2.1, (International Electrotechnical Commission, 2015).

$$V_{des} = \frac{|V_{neg}|}{|V_{pos}|} \times 100\%, \quad (2.1)$$

em que V_{neg} é a componente de sequência negativa da tensão, e V_{pos} é a componente de sequência positiva. Valores acima de 2% são considerados críticos em muitas aplicações industriais, pois afetam o desempenho de motores trifásicos, podendo provocar aquecimento excessivo, redução da vida útil e perda de torque.

Além disso, o desequilíbrio de corrente leva a uma elevação significativa da corrente no condutor neutro, que pode atingir níveis elevados dependendo da quantidade de VEs conectados e da sua distribuição entre fases. Isso compromete a eficiência energética do sistema, eleva perdas por efeito Joule e pode causar sobrecarga de transformadores e condutores.

Ram e Mallikarjuna (2023) observam que o impacto do desequilíbrio é especialmente notável em bairros residenciais, onde os carregadores de VEs tendem a ser conectados aleatoriamente a diferentes fases, sem coordenação centralizada. A magnitude do desequilíbrio está fortemente correlacionada com:

- A densidade de VEs carregando simultaneamente;
- A assimetria na distribuição dos carregadores entre as fases;
- A topologia da rede de baixa tensão (radial ou malhada) e;
- A impedância do neutro e a distância até o transformador.

No sistema balanceado referente a Figura 3, as três tensões possuem mesma magnitude e estão defasadas de 120°, garantindo simetria. No sistema desequilibrado (abaixo), há diferença nas amplitudes das fases B e C, simulando o impacto de carregamento desigual de veículos elétricos em um sistema trifásico residencial. Esse desequilíbrio pode provocar aquecimento em motores, aumento de perdas e corrente elevada no neutro.

Para mitigar esses efeitos, algumas abordagens incluem o balanceamento automático de fases, uso de carregadores inteligentes com capacidade de faseamento dinâmico, e estratégias de gerenciamento de carga em nível de transformador. Essas medidas se tornam essenciais à medida que cresce a penetração dos VEs, garantindo que o sistema elétrico

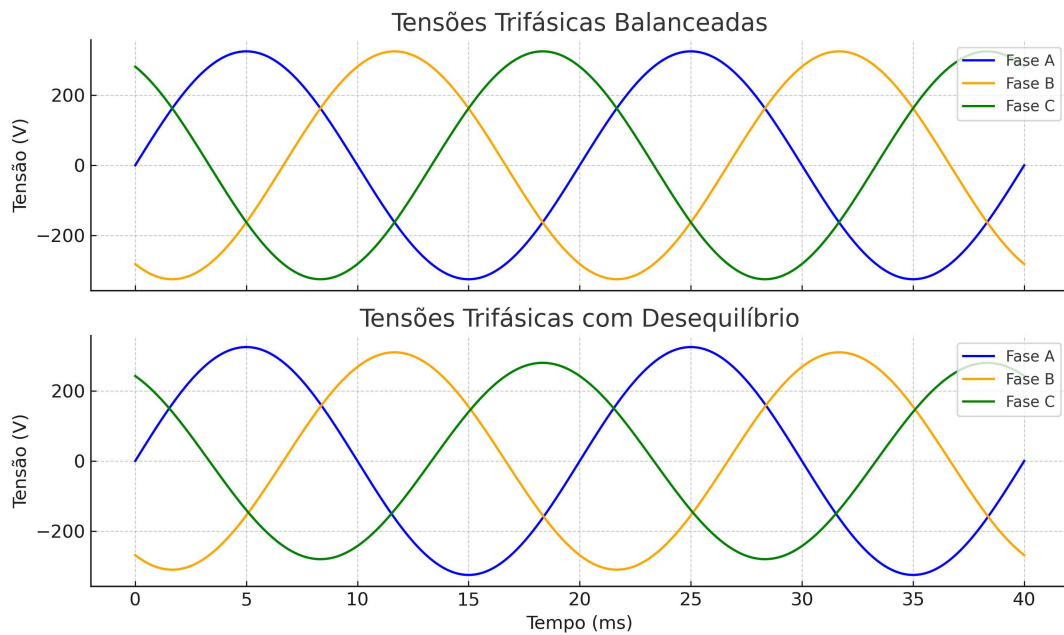


Figura 3 – Comparação entre tensões trifásicas balanceadas e desequilibradas

Fonte: Autoria Própria

opere dentro dos limites de qualidade estabelecidos por normas como a *IEEE Std 1159* e a IEC 61000-3-13, ([International Electrotechnical Commission, 2015](#)).

2.4.2 Variações de Tensão de Longa Duração (Queda e Elevação de Tensão)

As variações de tensão de longa duração caracterizam-se por desvios sustentados nos níveis de tensão em relação ao valor nominal, geralmente persistindo por períodos superiores a 1 minuto. Em sistemas de distribuição, essas variações podem ocorrer tanto como quedas (*undervoltages*) quanto elevações (*overvoltages*) de tensão, sendo frequentemente associadas à operação prolongada de cargas de alta potência, falhas na regulação automática, ou inadequação da infraestrutura para atender à nova demanda imposta por fontes ou cargas conectadas à rede.

A expansão acelerada da frota de veículos elétricos (**VEs**) e a instalação de múltiplos pontos de recarga rápida têm elevado a preocupação quanto à ocorrência de variações prolongadas de tensão. O carregamento simultâneo de diversos **VEs**, especialmente em horários de ponta ou em regiões periféricas da rede, pode resultar em quedas de tensão duradouras nos barramentos mais distantes da subestação, ultrapassando os limites estabelecidos por normas técnicas. De acordo com a *IEEE Std 1159* ([Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2019](#)) e o Módulo 8 do PRODIST/ANEEL ([Agência Nacional de Energia Elétrica \(ANEEL\), 2021](#)), os limites recomendados para a tensão em regime permanente são tipicamente da ordem de **$\pm 10\%$ da tensão nominal**.

Estudos recentes demonstram que, em cenários com alta penetração de VEs, a tensão pode permanecer abaixo de 0,9 p.u. (90% do valor nominal) por vários minutos ou até horas, especialmente durante períodos de carregamento intenso (QIN; WANG; BAUER, 2022). Esse afundamento prolongado compromete a operação de equipamentos sensíveis, reduz a eficiência energética e pode provocar desconexões automáticas de cargas críticas.

Por outro lado, elevações de tensão de longa duração (*overvoltage*) também podem ocorrer, sobretudo em situações de excesso de geração distribuída (como energia fotovoltaica) ou operação inadequada de bancos de capacitores automáticos, levando a tensões superiores a 1,1 p.u. por períodos sustentados, o que pode danificar equipamentos e reduzir a vida útil de dispositivos conectados.

A Tabela 1 apresenta a classificação oficial das variações de tensão de longa duração, conforme estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST, documento regulatório brasileiro.

Tipo	Duração	Amplitude (p.u.)
Queda de Tensão de Longa Duração	> 1 min	$0,8 \leq V < 0,9$
Elevação de Tensão de Longa Duração	> 1 min	$1,1 < V \leq 1,2$
Interrupção Sustentada	> 1 min	$V < 0,1$

Tabela 1 – Classificação das variações de tensão de longa duração segundo o PRODIST Módulo 8 da ANEEL

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2021)

A prevenção e mitigação dessas variações requerem medidas como reforço de condutores, uso de transformadores adequados, controle automatizado de tensão e planejamento criterioso da expansão de pontos de recarga. A análise das simulações realizadas neste trabalho evidencia a necessidade de atenção especial aos limites regulatórios e à dinâmica de carregamento dos VEs para assegurar a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

2.4.3 Sobrecarga e Envelhecimento de Transformadores

A sobrecarga dos transformadores devido ao aumento da demanda por carregamento simultâneo de VEs, somada à presença de harmônicos, acelera o envelhecimento térmico e pode reduzir drasticamente sua vida útil (HARISH; SURENDRA, 2021; RAM; MALLIKARJUNA, 2023). Estudos apontam que, com penetração de apenas 10% de VEs, já é possível observar impactos significativos na degradação dos transformadores, exigindo estratégias de gerenciamento de demanda e coordenação do carregamento para mitigar esses efeitos.

2.5 Mitigação dos Impactos na Rede Elétrica

Diversas estratégias têm sido propostas para mitigar os impactos dos VEs na rede elétrica, incluindo:

- Coordenação centralizada e descentralizada do carregamento, visando distribuir a demanda ao longo do tempo e entre as fases (HARISH; SURENDRA, 2021).
- Uso de filtros ativos e passivos para redução dos harmônicos em pontos estratégicos da rede (QIN; WANG; BAUER, 2022).
- Aplicação de algoritmos de gerenciamento de demanda (*Demand Side Management*) e tarifação diferenciada para incentivar o carregamento fora dos horários de pico (HARISH; SURENDRA, 2021; RAM; MALLIKARJUNA, 2023).
- Integração de fontes renováveis e sistemas de armazenamento, que podem atuar como buffers para suavizar as variações de carga e compensar harmônicos (RAM; MALLIKARJUNA, 2023).

2.6 Considerações Finais

A integração massiva de veículos elétricos e híbridos à rede elétrica representa um desafio técnico relevante para o sistema de distribuição. Os principais problemas identificados incluem variações de tensão, desequilíbrio de tensão e sobrecarga de transformadores. O enfrentamento desses desafios exige uma combinação de soluções tecnológicas, regulatórias e de planejamento sistêmico, de modo a garantir a sustentabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico nacional.

Assim, o próximo capítulo dedica-se à análise dessa infraestrutura, abordando os diferentes métodos de carregamento, os principais tipos de conectores utilizados e o panorama atual dos pontos de recarga em território nacional. Além disso, serão discutidos os desafios técnicos associados à integração desses elementos à rede elétrica, destacando os impactos operacionais.

3 Infraestrutura de Recarga e Desafios Técnicos

3.1 Tipos de Carregamento

A infraestrutura de recarga é um dos principais fatores para a viabilização da mobilidade elétrica no Brasil. A classificação dos sistemas de recarga é fundamental para o entendimento dos desafios técnicos e operacionais associados à integração dos veículos elétricos (VEs) à rede elétrica nacional. Os modos de carregamento são definidos conforme normas internacionais, levando em consideração aspectos como potência, corrente, conectividade e segurança (NEOCHARGE, 2023; LUGENERGY, 2023).

3.1.1 Modo 1: Carregamento Lento em Tomada Comum

O Modo 1 refere-se ao carregamento realizado diretamente em tomadas residenciais convencionais, sem a presença de sistemas específicos de proteção elétrica para veículos (Tabela 2). Este modo utiliza Corrente Alternada (CA) e é restrito a veículos de baixa potência, como bicicletas e scooters elétricas, devido à ausência de dispositivos de proteção contra sobrecorrente e fuga à terra (LUGENERGY, 2023). Sua utilização em automóveis não é recomendada por questões de segurança.

Tabela 2 – Características do Carregamento Modo 1

Parâmetro	Valor
Ambiente	Residencial (tomada comum)
Tipo de Corrente	Corrente Alternada (CA)
Potência Típica	Até 2,3 kW
Tempo de Recarga	8 a 20 horas
Indicação	Veículos leves, emergências
Dispositivos de Proteção	Ausentes

Fonte: Autoria Própria

3.1.2 Modo 2: Carregamento Lento/Portátil

O Modo 2 utiliza tomadas dedicadas, geralmente monofásicas, com a inclusão de um sistema de proteção acoplado ao cabo de recarga (Tabela 3). A potência máxima típica é de 3,7 kW, tornando-o adequado para híbridos plug-in e veículos elétricos de pequeno porte. Este modo é amplamente utilizado em ambientes residenciais, proporcionando maior segurança em relação ao Modo 1 (NEOCHARGE, 2023; LUGENERGY, 2023).

Tabela 3 – Características do Carregamento Modo 2

Parâmetro	Valor
Ambiente	Residencial/Portátil
Tipo de Corrente	Corrente Alternada (CA)
Potência Típica	Até 3,7 kW
Tempo de Recarga	6 a 12 horas
Indicação	Híbridos plug-in, uso doméstico
Dispositivos de Proteção	Integrados ao cabo

Fonte: Autoria Própria

3.1.3 Modo 3: Carregamento Semi-Rápido/*Wallbox*

O Modo 3 caracteriza-se pelo uso de estações de recarga específicas, conhecidas como *wallbox*, instaladas em residências, condomínios, empresas e locais públicos (Tabela 4). Opera em corrente alternada, podendo ser monofásico (até 7,4 kW) ou trifásico (até 22 kW), dependendo do conector e do veículo. Este modo é o mais utilizado para recarga diária de automóveis elétricos e híbridos *plug-in*, oferecendo maior segurança e velocidade (TUPIMOB, 2023; FEI, 2022).

Tabela 4 – Características do Carregamento Modo 3

Parâmetro	Valor
Ambiente	Residencial/Público
Tipo de Corrente	Corrente Alternada (CA)
Potência Típica	Até 22 kW
Tempo de Recarga	2 a 6 horas
Indicação	VEs e PHEVs, uso cotidiano
Dispositivos de Proteção	Integrados à estação de recarga

Fonte: Autoria Própria

3.1.4 Modo 4: Carregamento Rápido/Ultrarrápido em Corrente Contínua

O Modo 4 é realizado em estações públicas de alta potência, localizadas em rodovias, postos de combustíveis e grandes centros urbanos (Tabela 5). Utiliza Corrente Contínua (CC), com potências a partir de 50 kW, podendo chegar a 350 kW em carregadores ultrarrápidos. Este modo permite a recarga de até 80% da bateria em menos de 30 minutos, sendo essencial para viagens de longa distância (MOVE, 2022; SUSTENTABILIDADE, 2023).

3.1.5 Conectores e Padrões

A padronização dos conectores é um aspecto fundamental para a interoperabilidade da infraestrutura de recarga. Os principais padrões utilizados no Brasil são o Tipo 1 (SAE

Tabela 5 – Características do Carregamento Modo 4

Parâmetro	Valor
Ambiente	Público/Rodoviário
Tipo de Corrente	Corrente Contínua (CC)
Potência Típica	50 a 350 kW
Tempo de Recarga	20 a 40 minutos (80% da bateria)
Indicação	VE, viagens longas
Dispositivos de Proteção	Integrados à estação de recarga

Fonte: Autoria Própria

J1772), predominante em veículos norte-americanos e japoneses; o Tipo 2 (IEC 62196-2, Mennekes), padrão europeu e mais comum no mercado nacional; além dos conectores CHAdeMO e CCS, voltados ao carregamento rápido em corrente contínua (NEOCHARGE, 2023; LUGENERGY, 2023). A adoção de múltiplos padrões visa garantir a compatibilidade com diferentes modelos de veículos e estações de recarga.

3.1.5.1 Conector Tipo 1 (SAE J1772)

O conector Tipo 1, referente a Figura 4, com as características presentes na Tabela 6, também conhecido como *SAE J1772*, foi projetado para carregamento em rede monofásica com corrente alternada. Ele suporta tensões de 120 V ou 240 V e correntes de até 80 A, permitindo potências máximas de até 19,2 kW, embora a aplicação mais comum seja até 7,4 kW (230 V, 32 A) (NeoCharge, 2025; NeoSolar, 2025; DELIBERATO, 2022). Sua construção apresenta cinco pinos: fase, neutro, terra, além de dois pinos dedicados à comunicação e segurança (CP e PP), que garantem o travamento do plugue e evitam desconexões acidentais. Este padrão é amplamente utilizado nos Estados Unidos, Japão e em veículos de marcas como *Citroën*, *Chevrolet*, *Ford*, *Kia*, *Mitsubishi*, *Nissan*, *Opel*, *Peugeot* e *Toyota* (NeoCharge, 2025; Voolta, 2023).



Figura 4 – Conector Tipo 1 - SAEJ1772

Fonte: Institute (2025)

3.1.5.2 Conector Tipo 2 (IEC 62196-2, Mennekes)

O conector Tipo 2, referente à figura 5, com as características presentes na Tabela 7, conhecido como *Mennekes*, foi desenvolvido para suportar carregamento em redes

Tabela 6 – Características Técnicas do Conector Tipo 1 (SAE J1772)

Parâmetro	Valor
Norma	SAE J1772
Tensão	120 V ou 240 V
Corrente Máxima	80 A
Potência Máxima	19,2 kW (comum: até 7,4 kW)
Tipo de Corrente	CA (monofásica)
Número de Pinos	5
Regiões de Uso	EUA, Japão

Fonte: Autoria Própria

monofásicas e trifásicas de corrente alternada. Ele opera com tensões de até 400 V e correntes de até 32 A, atingindo potências máximas de 22 kW em trifásico (NeoCharge, 2025; NeoSolar, 2025). O conector possui sete pinos, sendo dois adicionais para as fases extras necessárias ao carregamento trifásico. O padrão Tipo 2 é o mais comum na Europa e no Brasil, sendo compatível com veículos de marcas como *Audi*, *BMW*, *BYD*, *Mercedes-Benz*, *Renault*, *Smart*, *Tesla*, *Volkswagen* e *Volvo* (NeoCharge, 2025).

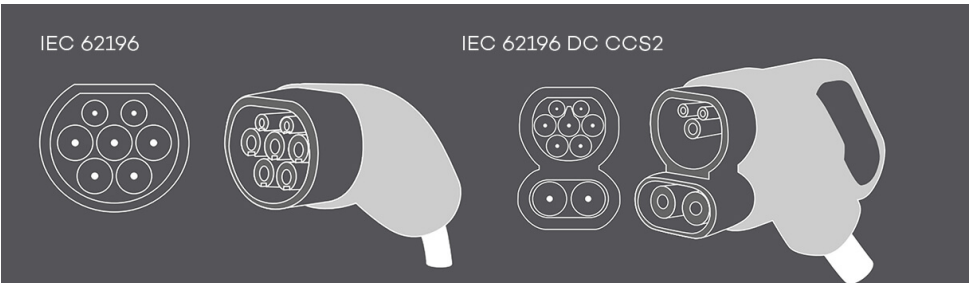


Figura 5 – Conector Tipo 2 - IEC 62196

Fonte: Institute (2025)

Tabela 7 – Características Técnicas do Conector Tipo 2 (IEC 62196-2, Mennekes)

Parâmetro	Valor
Norma	IEC 62196-2
Tensão	Até 400 V
Corrente Máxima	32 A
Potência Máxima	22 kW
Tipo de Corrente	CA (monofásica/trifásica)
Número de Pinos	7
Regiões de Uso	Europa, Brasil

Fonte: Autoria Própria

3.1.5.3 Sistema Combinado de Carga (CCS – Combined Charging System)

O sistema *Combined Charging System* (Sistema de Carregamento Combinado) (CCS) combina o conector Tipo 1 (CCS1) ou Tipo 2 (CCS2) com dois pinos adicionais

para possibilitar o carregamento rápido em corrente contínua (CC). Esse padrão permite a recarga tanto em CA quanto em corrente contínua utilizando o mesmo conector, o que simplifica a infraestrutura de recarga e amplia a flexibilidade operacional, conforme ilustrado no lado esquerdo das Figuras 02 e 03 (NeoCharge, 2025; Michelin, 2025; Minas France, 2024). Entre as variações, o CCS2 é o padrão mais recomendado pela Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE), suportando potências de carregamento de até 350 kW em corrente contínua e sendo adotado por mais de 90% dos fabricantes no Brasil (Minas France, 2024).

A Tabela 8 apresenta as especificações técnicas do Conector CCS.

Tabela 8 – Características Técnicas do Conector CCS

Parâmetro	Valor
Norma	CCS1 (Tipo 1), CCS2 (Tipo 2)
Tensão	Até 1000 V (CC)
Corrente Máxima	Até 500 A
Potência Máxima	Até 350 kW
Tipo de Corrente	CA e CC
Número de Pinos	7 (Tipo 2) + 2 (CC)
Regiões de Uso	América, Europa, Brasil

Fonte: Autoria Própria

3.1.5.4 Conector CHAdeMO

O padrão CHAdeMO é utilizado para carregamento rápido em corrente contínua, sendo caracterizado por seu conector robusto e circular, com múltiplos pinos. Tradicionalmente, suporta potências de até 62,5 kW, embora versões mais recentes alcancem até 400 kW. O CHAdeMO requer uma porta de carregamento CA separada no veículo, pois não integra ambos os tipos de corrente em um único conector. É amplamente utilizado no Japão, mas está em declínio global devido à adoção crescente do CCS (EVB, 2024; Minas France, 2024).

A Tabela 9 apresenta as especificações técnicas do Conector CHAdeMO.

Tabela 9 – Características Técnicas do Conector CHAdeMO

Parâmetro	Valor
Norma	CHAdeMO
Tensão	Até 1000 V (CC)
Corrente Máxima	Até 400 A
Potência Máxima	62,5 kW (até 400 kW em versões recentes)
Tipo de Corrente	CC
Número de Pinos	10
Regiões de Uso	Japão, alguns mercados globais

Fonte: Autoria Própria

3.1.5.5 Conector Tesla *Supercharger*

O conector Tesla é proprietário, projetado para operar tanto em corrente alternada quanto contínua, em redes monofásicas e trifásicas. Nos Estados Unidos, o *Supercharger* Tesla pode fornecer até 250 kW em CC, com corrente de até 400 A. Recentemente, a Tesla abriu sua tecnologia para outros fabricantes, promovendo maior interoperabilidade (CEREIJO, 2024; Minas France, 2024).

A Tabela 10 apresenta as especificações técnicas do Conector Tesla *Supercharger*.

Tabela 10 – Características Técnicas do Conector Tesla *Supercharger*

Parâmetro	Valor
Norma	Proprietário (Tesla)
Tensão	Até 480 V (CC)
Corrente Máxima	Até 400 A
Potência Máxima	Até 250 kW
Tipo de Corrente	CA e CC
Número de Pinos	7
Regiões de Uso	EUA, Europa

Fonte: Autoria Própria

A multiplicidade de padrões de conectores para recarga de veículos elétricos é resultado direto da evolução tecnológica e da necessidade de compatibilidade com diferentes topologias de redes elétricas ao redor do mundo. Cada padrão foi desenvolvido para atender a requisitos regionais específicos de tensão, corrente e protocolos de comunicação, refletindo as particularidades das infraestruturas elétricas locais e as demandas de interoperabilidade entre fabricantes.

No contexto brasileiro, a predominância de redes bifásicas e trifásicas, aliada à crescente penetração de veículos elétricos de diferentes origens, exige soluções que conciliem flexibilidade, eficiência energética e segurança operacional. Nesse cenário, o padrão CCS2 (*Combined Charging System* Tipo 2) destaca-se como o mais adequado, pois suporta tanto corrente alternada (CA) em redes monofásicas e trifásicas quanto corrente contínua (CC) para recarga ultrarrápida, atingindo potências superiores a 350 kW. Além disso, o CCS2 incorpora protocolos de comunicação avançados, essenciais para a gestão inteligente da recarga, controle de potência, autenticação do usuário e integração com sistemas de gerenciamento de energia.

A consolidação do CCS2 como referência nacional, já adotado por mais de 90% dos veículos elétricos comercializados no país, contribui para a padronização da infraestrutura, facilita a interoperabilidade entre diferentes marcas e modelos e reduz a necessidade de adaptadores e soluções proprietárias. Essa padronização é fundamental para o desenvolvimento escalável da mobilidade elétrica, promovendo maior confiabilidade, segurança e eficiência no uso da rede elétrica brasileira, além de viabilizar a implementação de políticas

públicas e incentivos à eletrificação do transporte.

3.2 Situação no território brasileiro

A Associação Brasileira do Veículo Elétrico ([ABVE](#)) mantém o *ABVE Data*, uma plataforma de referência nacional para estatísticas e acompanhamento da evolução da eletromobilidade no Brasil. O site reúne dados oficiais e atualizados sobre circulação, comercialização de veículos elétricos e, especialmente, sobre a infraestrutura de recarga pública e semipública, os chamados *eletropostos* ([ABVE... , 2025](#)).

Segundo o *ABVE Data*, o Brasil atingiu em fevereiro de 2025 a marca de 14.827 eletropostos públicos e semi-públicos em operação, distribuídos por 1.363 municípios, o que representa cerca de 25% das cidades brasileiras ([ABVE... , 2025](#)). Esse número evidencia um crescimento expressivo: em novembro de 2024, eram 12.137 pontos de recarga, indicando uma expansão de 22% em apenas três meses. Tal avanço acompanha o aumento acelerado da frota de veículos elétricos e híbridos *plug-in*, que já soma mais de 208 mil unidades no país.

As principais informações sobre essa evolução estão organizadas na Figura 6, que resume os dados mais recentes sobre a infraestrutura de recarga no território nacional.

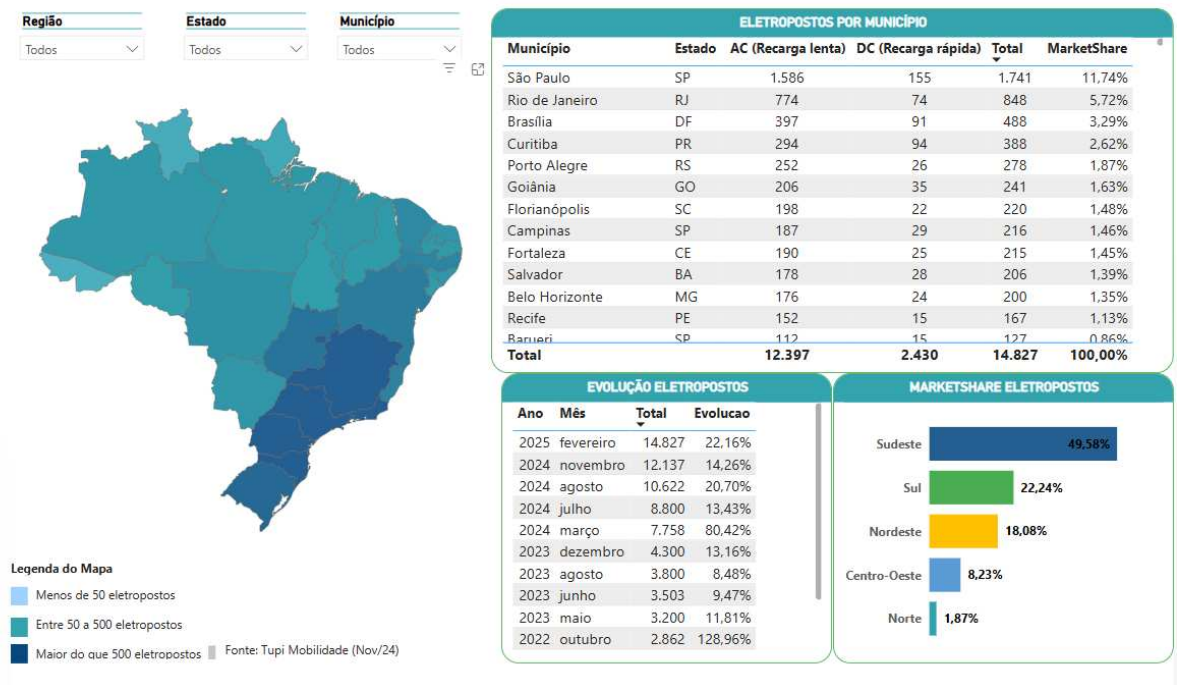


Figura 6 – Dados de *ABVE Data* referentes a eletropostos em território nacional

Fonte: [ABVE... \(2025\)](#)

A infraestrutura de recarga está distribuída de forma desigual pelo território nacional, com maior concentração na região Sudeste, responsável por aproximadamente

49,6% dos eletropostos, seguida pelo Sul (22,2%), Nordeste (18,1%), Centro-Oeste (8,2%) e Norte (1,9%). O município de São Paulo lidera isoladamente, com 1.741 eletropostos, seguido pelo Rio de Janeiro (848), Brasília (488) e Curitiba (388).

Além do crescimento quantitativo, destaca-se o avanço qualitativo da infraestrutura. Entre novembro de 2024 e fevereiro de 2025, o número de carregadores rápidos (CC) aumentou 60%, saltando de 1.516 para 2.430 unidades. Já os carregadores lentos (CA) cresceram 17% no mesmo período, passando de 10.621 para 12.397 pontos (ABVE..., 2025). Essa expansão dos carregadores rápidos é estratégica, pois reduz o tempo de recarga e favorece a adoção em massa dos veículos elétricos.

O ABVE Data, por meio de seu painel de *Business Intelligence* (Inteligência de Negócios) (BI), disponibiliza mensalmente informações detalhadas sobre a localização dos eletropostos, evolução histórica, participação regional e relação entre frota e infraestrutura. Esses dados são fundamentais para o planejamento do setor elétrico, para o desenvolvimento de políticas públicas e para orientar investimentos privados, que têm sido o principal motor da expansão da infraestrutura nacional até o momento (ABVE..., 2025).

Com base nos aspectos discutidos, o próximo capítulo apresenta a metodologia adotada, detalhando o sistema de simulação, os perfis de carga e os cenários utilizados para avaliar os impactos da recarga veicular na rede elétrica.

4 Metodologia

Neste trabalho, será realizada uma simulação computacional utilizando o *software OpenDSS* (*Open Distribution System Simulator*) para avaliar o impacto do aumento da penetração de veículos elétricos na rede de distribuição. A análise focará em parâmetros elétricos como o perfil de tensões, perdas técnicas e o carregamento dos equipamentos ao longo do tempo.

O sistema de distribuição simulado tem como base a topologia do *IEEE 34 Node Test Feeder*, escolhido por representar uma rede com características complexas e realistas, como ramificações extensas, cargas desbalanceadas e a presença de reguladores de tensão. No entanto, para tornar a análise mais representativa e alinhada aos objetivos específicos deste estudo, o modelo padrão foi modificado. As cargas originais foram substituídas por perfis de consumo diários customizados e o modo de simulação foi ajustado para uma análise em série temporal, permitindo capturar a dinâmica da rede.

As simulações serão conduzidas com esses perfis de carga modificados e com a inserção de eletropostos de diferentes potências nominais, possibilitando uma análise robusta do comportamento da rede frente ao crescimento da frota de veículos elétricos.

4.1 Modelagem do Sistema de 34 Barras IEEE

A modelagem do sistema IEEE 34 *Node Test Feeder* constitui uma etapa essencial para a realização das análises propostas neste trabalho. Desenvolvido pela *Power Engineering Society* do IEEE, esse sistema tem como objetivo servir de base padronizada para estudos de redes de distribuição, sendo amplamente adotado em pesquisas acadêmicas e técnicas devido à sua complexidade e fidelidade em relação a redes reais.

A estrutura do sistema baseia-se em uma rede de distribuição localizada no estado do Arizona, nos Estados Unidos, contendo características típicas de sistemas rurais e semiurbanos, como longas extensões de linha, presença de cargas monofásicas e trifásicas, desbalanceamento de fases, além de reguladores de tensão, transformadores de distribuição e bancos de capacitores. A Figura 7 é referente ao diagrama unifilar adotado para a simulação.

O sistema opera com uma tensão primária nominal de 24,9 kV e possui transformadores redutores para tensão secundária de 4,16 kV. A rede é composta por 34 nós (ou barras) interconectados por linhas que utilizam diferentes configurações de condutores e impedâncias. Além disso, o sistema apresenta cargas distribuídas ao longo da rede, modeladas com diferentes tipos de representação: potência constante (modelo PQ), corrente

constante (modelo I) e impedância constante (modelo Z), tanto em configurações em estrela quanto em delta. ([IEEE Power Engineering Society, 2004](#)).

A implementação e análise do sistema foram realizadas por meio do software *OpenDSS*, uma ferramenta utilizada para simulações de sistemas de potência em regime permanente e transitório. Desenvolvido pela *Electric Power Research Institute* (EPRI), o *OpenDSS* permite a modelagem detalhada de elementos de rede, incluindo controle de tensão, variação temporal de cargas, inserção de geração distribuída e avaliação de impactos dinâmicos na operação do sistema.

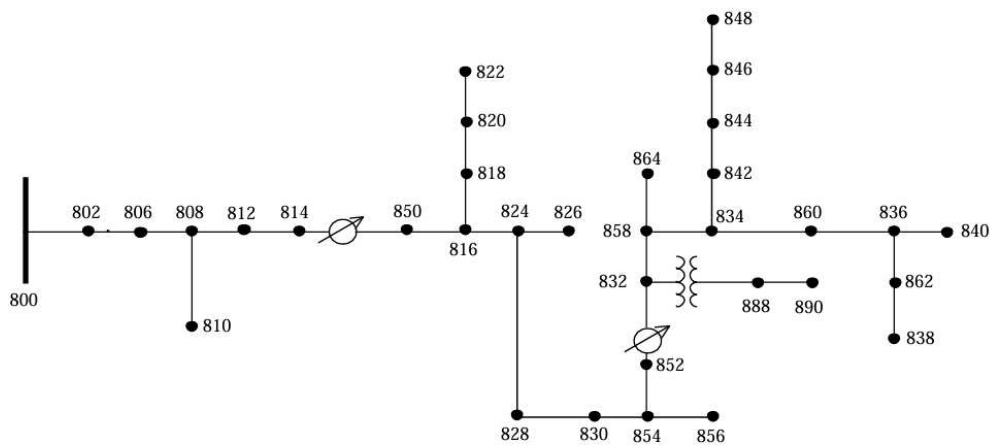


Figura 7 – Diagrama Unifilar do Sistema *IEEE 34 Node Test Feeder*

Fonte: [IEEE Power Engineering Society \(2004\)](#)

A escolha do sistema *IEEE 34 Node Test Feeder* deve-se à sua ampla aceitação na comunidade científica, sua representatividade técnica e a possibilidade de adaptar sua modelagem para diferentes cenários operacionais, o que o torna particularmente adequado para os objetivos deste estudo. Essa escolha garante uma análise robusta e alinhada com os desafios reais enfrentados pelas redes de distribuição diante da crescente eletrificação da frota veicular.

4.1.1 Dados Técnicos do Sistema

O arquivo disponibilizado pelo *IEEE* contém todos os dados essenciais para a modelagem do sistema no ambiente *OpenDSS*. As tabelas utilizadas para a parametrização estão apresentadas no Anexo A, conforme referência em [IEEE Power Engineering Society \(2004\)](#).

4.1.2 Definição dos Perfis de Cargas

Perfil de Carga Industrial

O perfil de carga industrial, representado pela Figura 8, caracteriza-se por apresentar relativa estabilidade ao longo das 24 horas do dia, com pequenas variações noturnas e crescimento gradual nas primeiras horas da manhã. O consumo atinge o seu valor máximo entre 11h e 16h, período correspondente ao auge da produção fabril, e mantém-se elevado até o início da noite. Tal comportamento está diretamente relacionado à natureza operacional das indústrias, que frequentemente operam em turnos contínuos e com menor influência dos horários de pico observados em outros segmentos.

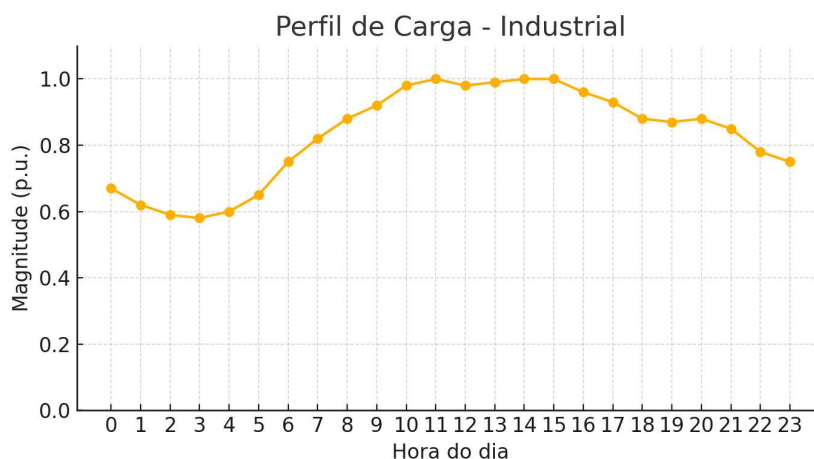


Figura 8 – Perfil de carga industrial ao longo das 24 horas

Fonte: Autoria Própria

Analisando o gráfico, observa-se que a magnitude do perfil inicia-se em aproximadamente 0,67 p.u. na madrugada, apresentando um leve decréscimo nas primeiras horas do dia, seguido por crescimento consistente a partir das 7h, atingindo a unidade (1,0 p.u.) entre 12h e 15h. Após esse período, o perfil permanece elevado, com pequenas flutuações, refletindo a constância do consumo industrial.

Perfil de Carga Comercial

O perfil de carga comercial, representado pela Figura 9, apresenta comportamento típico do setor terciário, com baixa demanda durante a madrugada e aumento acentuado a partir do início da manhã. O pico de consumo é observado entre 9h e 16h, período correspondente ao horário de funcionamento predominante do comércio. Após as 18h, verifica-se a redução significativa da carga, retornando a patamares mínimos no período noturno.

A análise do gráfico evidencia um perfil de crescimento rápido após as 6h, atingindo valores superiores a 0,7 p.u. entre 9h e 16h, seguido por uma queda abrupta após o encerramento do expediente comercial.

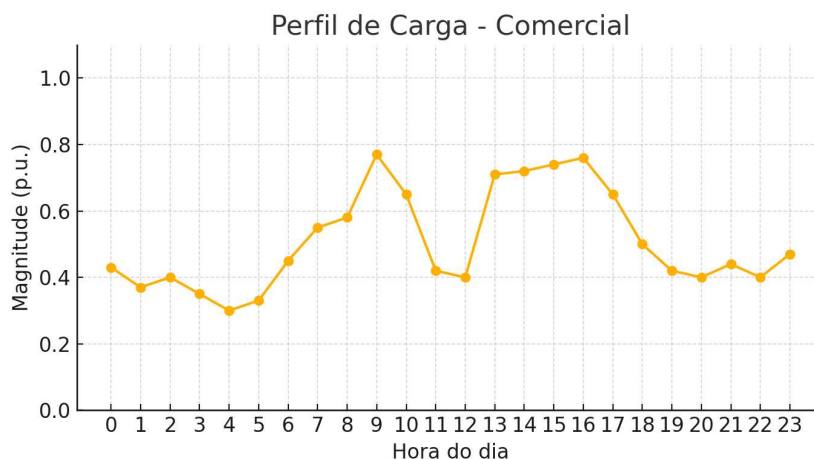


Figura 9 – Perfil de carga comercial ao longo das 24 horas

Fonte: Autoria Própria

Perfil de Carga Residencial

O perfil de carga residencial, representado pela Figura 10 distingue-se por apresentar os menores valores durante a madrugada, crescimento progressivo nas primeiras horas do dia e um pico expressivo no período noturno, entre 18h e 21h. Esse comportamento está diretamente relacionado às rotinas das famílias, com aumento da utilização de aparelhos eletrodomésticos, iluminação, equipamentos de lazer e preparação de refeições ao final do dia.

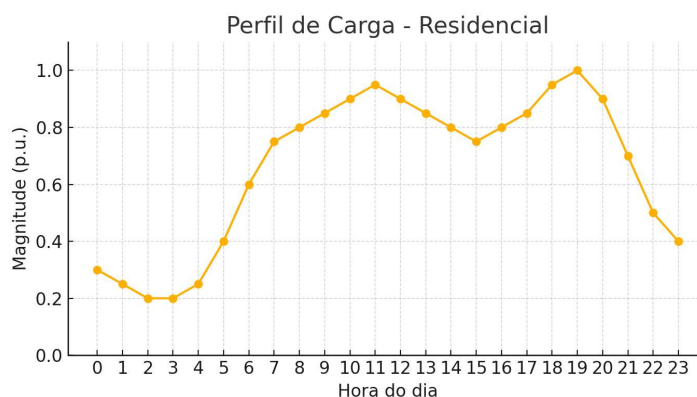


Figura 10 – Perfil de carga residencial ao longo das 24 horas

Fonte: Autoria Própria

Nota-se que, entre 0h e 6h, o perfil permanece abaixo de 0,4 p.u., indicando baixa utilização. A partir das 6h, há elevação gradativa até atingir o pico máximo (1,0 p.u.) às 20h, seguido de decréscimo após as 22h. Esse padrão é característico do setor residencial e exerce grande influência nos estudos de carregamento da rede, perfil de tensão e planejamento da operação, especialmente em áreas predominantemente residenciais.

Perfil de Carga de Carregamento de Veículos Elétricos - Eletroposto

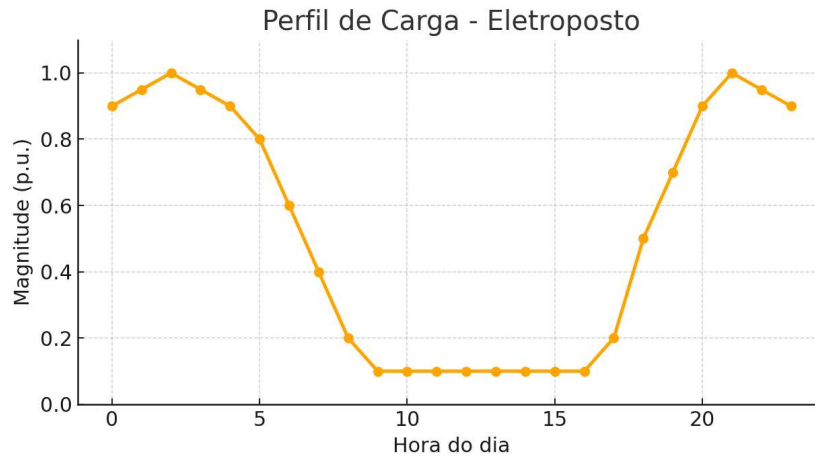


Figura 11 – Perfil de carga de carregamento ao longo das 24 horas

Fonte: Autoria Própria

O perfil apresentado na Figura 11 ilustra a variação da demanda de potência do eletroposto ao longo das 24 horas, evidenciando picos de carregamento durante a noite e nas primeiras horas da manhã, típicos do comportamento dos usuários de veículos elétricos fora do horário comercial.

4.1.3 Definição dos Perfis de Carga (*Loadshapes*) no *OpenDSS*

Para representar adequadamente a variação temporal do consumo nas diferentes categorias de consumidores presentes no sistema de distribuição, foram definidos três perfis diários de carga (*loadshapes*) distintos: industrial, comercial, residencial e perfil de carga para. Esses perfis são fundamentais para simulações de fluxo de potência em série temporal, permitindo analisar o impacto de cada segmento de carga sobre o desempenho do sistema ao longo do dia.

Cada *loadshape* foi modelado com 24 pontos, correspondentes às 24 horas do dia, e normalizado para facilitar a comparação entre perfis. O código utilizado no *OpenDSS* para a definição dos *loadshape* está apresentado em sequência.

```
New Loadshape.LS_Industrial Npts=24 Interval=1
Pmult=(0.67, 0.62, 0.59, 0.58, 0.60, 0.65, 0.75, 0.82, 0.88, 0.92, 0.98, 1.00,
0.98, 0.99, 1.00, 1.00, 0.96, 0.93, 0.88, 0.87, 0.88, 0.85, 0.78, 0.75)
~ Action=Normalize

New Loadshape.LS_Commercial Npts=24 Interval=1
Pmult=(0.43, 0.37, 0.40, 0.35, 0.30, 0.33, 0.45, 0.55, 0.58, 0.77, 0.65, 0.42,
0.40, 0.71, 0.72, 0.74, 0.76, 0.65, 0.50, 0.42, 0.40, 0.44, 0.40, 0.47)
~ Action=Normalize

New Loadshape.LS_Residencial Npts=24 Interval=1
```

```

Pmult=(0.3, 0.25, 0.2, 0.2, 0.25, 0.4, 0.6, 0.75, 0.8, 0.85, 0.9, 0.95, 0.9,
0.85, 0.8, 0.75, 0.8, 0.85, 0.95, 1.0, 0.9, 0.7, 0.5, 0.4)
~ Action=Normalize
New Loadshape.LS_Eletroposto Npts=24 Interval=1
Pmult=(0.9, 0.95, 1.0, 0.95, 0.9, 0.8, 0.6, 0.4, 0.2, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1,
0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.2, 0.5, 0.7, 0.9, 1.0, 0.95, 0.9)
~ Action=Normalize

```

No código acima, o comando **New Loadshape** é utilizado para criar cada perfil, sendo especificados o número de pontos (**Npts=24**), o intervalo entre pontos (**Interval=1** hora) e o vetor de multiplicadores de potência ativa (**Pmult**), que indica a fração da demanda máxima em cada hora do dia. O parâmetro **Action=Normalize** garante que o valor máximo de cada perfil seja normalizado para 1, facilitando a análise comparativa entre diferentes segmentos.

O perfil *loadshape* denominado **LS_Eletroposto** foi elaborado para representar de forma realista o comportamento de carregamento de veículos elétricos em períodos fora do horário comercial. Este perfil é caracterizado por apresentar picos de consumo de potência ativa, principalmente durante a noite e nas primeiras horas da manhã, refletindo os hábitos usuais dos usuários de recarregar seus veículos ao retornar do trabalho ou antes de iniciar a jornada diária. Assim, observa-se que a demanda associada ao carregamento atinge seus maiores valores entre o final da noite e o início da manhã, enquanto durante o período comercial a demanda permanece significativamente reduzida, condizente com a indisponibilidade dos veículos para recarga nesse intervalo. Dessa forma, o perfil **LS_Eletroposto** contribui para a avaliação dos impactos no sistema elétrico advindos de padrões de carregamento que priorizam horários residenciais e noturnos, alinhando-se à realidade observada em aplicações práticas e estudos recentes sobre mobilidade elétrica.

O sistema de referência da IEEE modela o consumo de energia por meio de duas categorias de cargas: concentradas (*spot loads*) e distribuídas (*distributed loads*). Contudo, a documentação padrão não especifica a qual classe de consumidor (residencial, comercial ou industrial) cada uma dessas cargas pertence. Diante dessa abstração, para o presente trabalho, foi adotado um critério de classificação baseado na potência nominal de cada carga, segmentando-as em três tipos: **Comercial**, **Industrial** e **Residencial**. Esta abordagem permite uma análise mais granular e alinhada a cenários de distribuição reais.

A utilização de diferentes *loadshapes* permite reproduzir com maior fidelidade as condições operacionais típicas dos setores industrial, comercial e residencial, promovendo maior realismo nas simulações. O perfil industrial apresenta estabilidade relativa e picos em horários de produção intensa; o perfil comercial evidencia consumo acentuado durante o horário comercial; e o perfil residencial destaca o aumento significativo da demanda no período noturno, associado ao retorno dos moradores às residências.

A correta definição e atribuição dos *loadshapes* às cargas do sistema são essenciais para análises de fluxo de potência em série temporal, identificação de períodos críticos, avaliação de quedas de tensão, sobrecargas e cálculo de perdas ao longo do dia. Este procedimento contribui para diagnósticos precisos sobre a capacidade da rede de acomodar novas cargas, como eletropostos para veículos elétricos, e fundamenta a proposição de estratégias de operação e reforço do sistema de distribuição.

4.1.4 Modelagem do Eletroposto Proposto

Nesta etapa do estudo, além da construção de um cenário hipotético, foi considerado como modelo um ponto real de carregamento veicular, situado no município de Uberlândia, Minas Gerais. Este ponto, localizado no bairro Granja Marileusa, destaca-se por ser um dos mais utilizados da cidade e dispõe de dois carregadores: o modelo Terra 54, da fabricante ABB, e o modelo M0601000E3, da fabricante Livotek.

A Figura 12 apresenta uma imagem do referido ponto de carregamento, evidenciando a infraestrutura utilizada na análise do presente trabalho.

Dessa forma, para a realização das simulações no ambiente computacional, foi considerado um eletroposto hipotético composto por dez pontos de carregamento rápido. A estrutura adotada baseia-se na replicação de equipamentos comercialmente disponíveis no mercado, sendo utilizados cinco carregadores do modelo Terra 54 (ABB) e cinco unidades do modelo M0601000E3 (Livotek). Essa configuração visa representar uma instalação com alta demanda de potência, permitindo a análise dos impactos provocados na rede elétrica em condições intensivas de operação.

4.1.5 Premissas de Modelagem da Carga para Simulação

Para iniciar a modelagem da carga utilizada na simulação, é fundamental conhecer as especificações técnicas de ambos os modelos de carregadores. Todos os dados utilizados foram extraídos diretamente de seus respectivos manuais técnicos (datasheets), fornecidos pelas próprias fabricantes. As Tabelas 11 e 12 apresentam as principais características elétricas e operacionais dos modelos Terra 54 (ABB) e M0601000E3 (Livotek), respectivamente, que servirão de base para o dimensionamento e a inserção das cargas no ambiente de simulação.

4.1.6 Modelagem da Carga dos Carregadores em *OpenDSS*

Para simplificar a análise no ambiente de simulação, optou-se por modelar o eletroposto como uma única carga trifásica equivalente, representando a potência total demandada pelos dez carregadores rápidos. O eletroposto é composto por cinco unidades



Figura 12 – Ponto de Carregamento para Simulação

Fonte: Autoria Própria

Tabela 11 – Dados de entrada e saída do carregador M0601000E3

Parâmetro	Especificação
Potência Nominal	60 kW + AC 22 kW (opcional)
Conexão CA	3P+N+E
Tensão CA de entrada	260–530 Vac
Corrente CA de entrada	0–116 A (148 A com saída CA adicional)
Frequência Nominal	50/60 Hz
THD	≤ 5% (50% ~ 100% de carga)
Fator de Potência	≥ 0,99
Faixa de Tensão de Saída	150–1000 Vdc
Faixa de Saída Constante	300–1000 Vac
Corrente de Saída	CCS2/CCS1: 0–250 A CHAdEMO: 0–125 A Tipo 2 AC: 6–32 A (opcional)
Eficiência	≥ 95% (100% de carga)

Fonte: [Livoltek \(2023\)](#)

Tabela 12 – Especificações elétricas do carregador Terra 54

Parâmetro	Especificação
Potência máxima de saída	50 kW (contínua)
Tensão CA de entrada	480 V / 277 VCA $\pm 10\%$ (60 Hz)
Conexão de entrada CA	Trifásica: L1, L2, L3, GND (sem neutro)
Corrente nominal de entrada	64 A
Potência de entrada	54 kVA
Disjuntor recomendado	80 A
Fator de potência	$> 0,96$
Distorção harmônica (THD)	Conforme IEEE 519; 5%
Corrente de curto-circuito suportada	65 kA (10 kA opcional)
Tensão de saída DC	CCS1: 200–500 VDC CHAdemo: 50–500 VDC
Corrente de saída DC	125 A
Eficiência	95%

Fonte: [ABB \(2022\)](#)

do modelo Terra 54 (ABB), com potência nominal de 50 kW cada, e cinco unidades do modelo M0601000E3 (Livotek), com potência de 60 kW cada.

Potência ativa total:

$$P_{\text{total}} = (5 \times 50) + (5 \times 60) = 250 + 300 = \boxed{550 \text{ kW}}$$

Considerando o fator de potência informado nos datasheets (0,96), temos:

$$\cos \theta = 0,96 \Rightarrow \sin \theta = \sqrt{1 - 0,96^2} \approx 0,28 \Rightarrow \tan \theta \approx 0,2917$$

$$Q_{\text{total}} = P \cdot \tan \theta = 550 \cdot 0,2917 \approx \boxed{160,44 \text{ kvar}}$$

A carga será modelada como trifásica, conectada em estrela, com potência constante (modelo PQ).

Código OpenDSS da carga equivalente:

```
New Load.Eletroposto Bus1=bus840 Phases=3 Conn=wye kV=4.16
~ kW=550 kvar=160.44 Model=1
```

Neste caso:

- `Load.Eletroposto` é a carga equivalente do eletroposto;
- `Bus1=bus840` representa o nó de conexão (pode ser ajustado conforme o ponto da rede IEEE 34 onde o eletroposto será conectado);

- **Phases=3** indica que a carga é trifásica;
- **Conn=wye** define a conexão em estrela;
- **kV=4.16** é a tensão de linha da carga;
- **kW=550** e **kvar=160.44** representam a potência ativa e reativa agregada dos 10 carregadores;
- **Model=1** indica carga de potência constante (PQ).

Essa abordagem proporciona maior eficiência computacional e facilidade na análise de impacto da inserção do eletroposto na rede, especialmente em estudos de fluxo de potência e variações de tensão ao longo do tempo.

4.1.7 Cenários Abordados para os Resultados

Para avaliar o impacto da inserção de novas cargas representadas por eletropostos no sistema IEEE 34 Barras, foram simulados três cenários distintos, conforme descrito a seguir:

- **Cenário 1 — Padrão:** Neste cenário, o sistema opera apenas com as cargas originalmente modeladas (industriais, comerciais e residenciais), servindo como base de comparação para os demais resultados. É o retrato do sistema em sua configuração típica, sem a presença de eletropostos.
- **Cenário 2 — Inserção de um eletroposto na barra 888:** Aqui, simula-se a instalação de um eletroposto no barramento 888, que está localizado imediatamente após o transformador que rebaixa a tensão para 4,16 kV. Este ponto foi escolhido por sua relevância estratégica e por estar associado a uma parte mais sensível do sistema, permitindo analisar o impacto da nova carga em um trecho secundário da rede.
- **Cenário 3 — Inserção de dois eletropostos nas barras 888 e 840:** Neste último cenário, é avaliado o efeito da instalação de dois eletropostos simultaneamente, um na barra 888 e outro na barra 840, sendo este último localizado na extremidade de um dos alimentadores primários do sistema. A comparação entre os três cenários permite identificar como a rede responde ao acréscimo progressivo de cargas concentradas em pontos distintos e críticos.

Esses cenários foram escolhidos para possibilitar uma análise detalhada dos principais indicadores elétricos, como perfil de tensão, potência, perdas e desequilíbrio entre fases, permitindo avaliar os limites operacionais do sistema e fundamentar recomendações para a expansão segura da infraestrutura de recarga de veículos elétricos.

5 Resultados e Discussões

Antes de apresentar os resultados obtidos para cada cenário, faz-se necessário contextualizar as principais diferenças entre as três condições de operação analisadas. O **Cenário 1** corresponde à configuração base do sistema *IEEE* 34 Barras, representando a operação convencional da rede de distribuição sem a presença de estações de recarga de veículos elétricos. Este cenário serve como referência para os demais.

O **Cenário 2** contempla a inserção de um eletroposto conectado ao barramento 888, permitindo avaliar os impactos da adição de uma carga concentrada e de elevada potência em um ponto específico da rede, considerado crítico em termos de perfil de tensão e capacidade de suprimento.

Por fim, o **Cenário 3** representa uma situação de maior severidade, com a instalação de dois eletropostos: um no barramento 888 e outro no barramento 840. Essa configuração possibilita a análise dos efeitos combinados da inserção de múltiplos pontos de recarga distribuídos em diferentes locais da rede, ampliando o nível de estresse imposto ao sistema.

A análise comparativa entre os cenários busca evidenciar, de forma progressiva, os impactos decorrentes da eletrificação veicular sobre os principais parâmetros elétricos da rede de distribuição, como perfil de tensão, perdas de potência ativa e desequilíbrio entre as fases. Tal abordagem permite uma avaliação mais precisa das limitações operacionais do sistema frente à crescente demanda por infraestrutura de recarga de veículos elétricos.

5.1 Cenário 1 - Caso Base

5.1.1 Tensão de Saída da Subestação

A Figura 13 apresenta o perfil de tensão por unidade (p.u.) das três fases (V1, V2 e V3) na saída do transformador da subestação ao longo das 24 horas simuladas, com os valores arredondados para quatro casas decimais.

Nota-se que, apesar de todas as fases se manterem muito próximas de 1,05 p.u., o desequilíbrio entre as tensões é um pouco mais acentuado para a fase 1 (V1) na fonte, enquanto nas demais barras, o desequilíbrio tende a ser distribuído entre as três fases. Esse comportamento é justificado pela própria natureza do sistema base modelado (topologia do circuito e aos parâmetros do sistema *IEEE* 34 Barras). Além disso o desbalanceamento das cargas conectadas ao longo da rede contribui para esse desequilíbrio.

Além disso, observa-se que a variação das tensões na subestação é praticamente constante, não havendo alterações significativas ao longo do dia. Tal comportamento

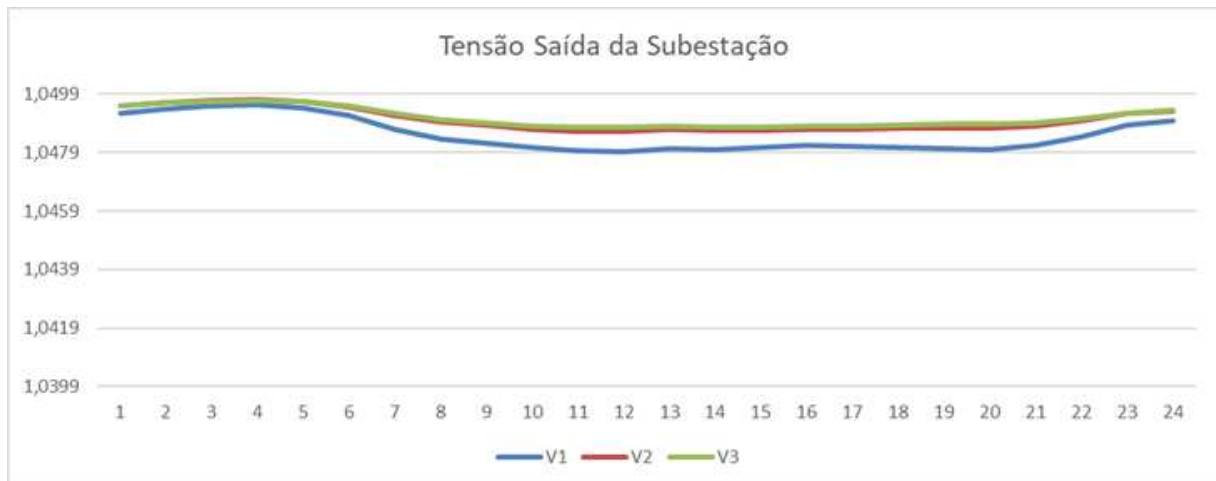


Figura 13 – Perfil de tensão (p.u.) nas três fases na saída da subestação, arredondado para quatro casas decimais

Fonte: Autoria Própria

ocorre devido à configuração do elemento *Vsource* no *OpenDSS*, ajustado para realizar automaticamente as mudanças de *tap* do transformador, mantendo a tensão da subestação estável, próxima de 1,05 p.u.. Esse ajuste torna a subestação uma fonte firme, refletindo o esperado para o cenário base, onde as variações são mínimas.

5.1.2 Verificação das Tensões dos Barramentos

A Figura 14 apresenta os menores valores de tensão por unidade (p.u.) registrados em cada barramento do sistema *IEEE 34 Barras* ao longo do dia simulado. Essa análise permite identificar rapidamente os pontos de maior vulnerabilidade do sistema frente à variação diária de carga.

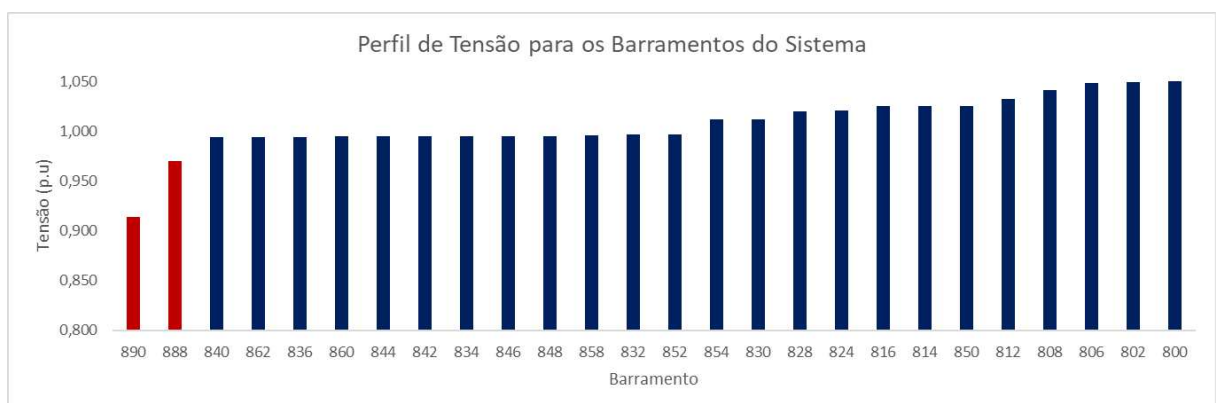


Figura 14 – Menor valor de tensão (p.u.) observado em cada barramento ao longo do dia

Fonte: Autoria Própria

O que o gráfico revela é um padrão típico de redes de distribuição: as barras mais

próximas da subestação mantêm tensões mais elevadas e estáveis, enquanto os pontos finais dos alimentadores — aqueles mais distantes ou mais carregados — apresentam os menores valores de tensão mínima. No cenário avaliado, praticamente todos os barramentos conseguiram ficar acima do limite mínimo estabelecido pelas normas brasileiras (por exemplo, 0,93 p.u. de acordo com o PRODIST/ANEEL), o que demonstra um sistema bem dimensionado para as condições atuais ([Agência Nacional de Energia Elétrica \(ANEEL\), 2021](#)).

Apesar disso, algumas barras realmente apresentaram valores de tensão mais próximos do limite mínimo estabelecido pelas normas. Esse comportamento foi observado, principalmente, nos barramentos 888 e 890, localizados em regiões mais afastadas da subestação e com maior concentração de carga. Tal condição é típica de pontos situados nas extremidades do circuito ou em áreas com elevado consumo local. Por esse motivo, a escolha do local para a instalação de novas cargas de grande porte, como eletropostos para veículos elétricos, deve ser realizada com cautela. A conexão dessas cargas justamente nos pontos críticos, como os barramentos 888 e 890, pode aumentar significativamente o risco de ultrapassagem dos limites de tensão aceitáveis, comprometendo a qualidade de energia para todos os consumidores daquele alimentador.

Assim, a melhor estratégia é priorizar as barras que, mesmo nos horários de maior consumo, mantêm os maiores valores de tensão mínima. Essas são as chamadas “barras robustas” do sistema, geralmente localizadas mais próximas da subestação ou em regiões com menor carregamento. No caso específico do sistema analisado, destacam-se os barramentos 808, 802, 800 e 806, que apresentaram desempenho superior em termos de manutenção dos níveis de tensão. Essas barras representam as melhores alternativas para a instalação de eletropostos, pois possuem maior capacidade de suportar o impacto de novas cargas sem comprometer a qualidade do fornecimento de energia elétrica no alimentador.

5.1.3 Análise em Elementos Críticos

Conforme observado pela Figura 14, para as análises dos próximos cenários, serão selecionadas duas barras estratégicas para a inserção de eletropostos ao longo do sistema. A primeira escolha será o barramento 888, que está localizado no secundário do transformador *step-down* (24,9 kV/4,16 kV) e representa um ponto mais distante da subestação principal. Essa barra é particularmente interessante porque, no sistema *IEEE 34 Barras*, ela marca a transição entre os níveis de tensão, funcionando como ponto de suprimento para uma rede secundária que costuma ser mais sensível a variações de carga e quedas de tensão. A instalação de um eletroposto nessa região permite avaliar o impacto em uma parte mais vulnerável do sistema, especialmente em horários de pico.

A segunda barra escolhida será o barramento 840, que corresponde à extremidade de um dos alimentadores primários e é uma das barras mais distantes da subestação

no modelo *IEEE* 34 Barras. Esse ponto normalmente apresenta os menores valores de tensão mínima ao longo do dia, sendo um local crítico para a qualidade do fornecimento, especialmente sob o efeito de novas cargas concentradas. Ao inserir um eletroposto nesse barramento, é possível analisar o comportamento do sistema em um cenário mais severo de queda de tensão, simulando situações reais de expansão da rede em áreas periféricas.

A seleção dessas duas barras permite comparar o desempenho do sistema em regiões com características bem distintas: uma localizada logo após o transformador, em um nível de tensão secundário e mais afastado da subestação, e outra na extremidade do alimentador primário, representando o ponto mais crítico do sistema em termos de regulação de tensão. Dessa forma, os resultados obtidos servirão como referência para dimensionamento, reforço de rede e definição de estratégias para a expansão segura da infraestrutura de recarga de veículos elétricos no contexto do sistema *IEEE* 34 Barras.

5.1.3.1 Simulação na Barra 888

A presente seção detalha os resultados obtidos para a barra 888 do sistema teste *IEEE* 34 Barras. Esse ponto da rede assume particular relevância, dado seu posicionamento subsequente ao transformador abaixador responsável pela conversão do nível de tensão de 24,9 kV para 4,16 kV, configurando, assim, a transição para o sistema de distribuição secundário.

É adequado salientar que a dinâmica operacional do ponto 888 é preponderantemente modulada pela carga conectada ao barramento 890, localizado na extremidade do alimentador que opera em 4,16 kV. Referida carga possui um perfil de consumo tipicamente industrial, cuja variação diária de demanda é determinada pelo perfil de carga (*loadshape*) previamente parametrizado na modelagem computacional. Destarte, as oscilações de potência ativa e reativa, bem como as variações de tensão evidenciadas no nó 888, são um reflexo direto do comportamento da demanda industrial do barramento 890. Tal observação corrobora o impacto significativo que cargas de magnitude considerável e perfil variável podem exercer sobre nós estrategicamente situados no sistema elétrico de potência.

Perfil de Potência

A Figura 15 ilustra o perfil horário da potência aparente (kVA) nas três fases do barramento 888, considerando um ciclo diário representativo da operação do sistema. Constata-se uma notável similaridade no comportamento trifásico, com os valores de potência aparente oscilando na faixa aproximada de 100 kVA a 160 kVA ao longo do intervalo de análise.

Este perfil de demanda espelha diretamente a influência exercida pelo consumo de característica industrial conectado ao barramento 890, o qual se localiza na extremidade do

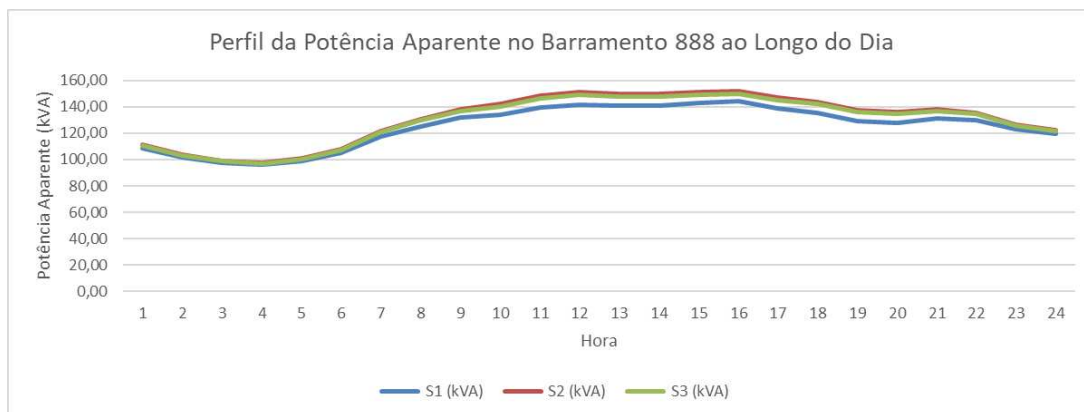


Figura 15 – Perfil da Potência Aparente no Barramento 888 ao Longo do Dia

Fonte: Autoria Própria

alimentador de 4,16 kV. O barramento 888, em virtude de seu posicionamento adjacente e a jusante do transformador abaixador de tensão, é significativamente afetado pelas variações impostas pelo perfil de carga industrial nesse ponto da rede. Desta forma, a elevação gradual da potência aparente durante as horas matutinas, bem como o valor de pico evidenciado entre 12 h e 15 h, são consequências diretas do perfil de carga (*loadshape*) industrial atribuído ao barramento 890.

Perfil de Tensão

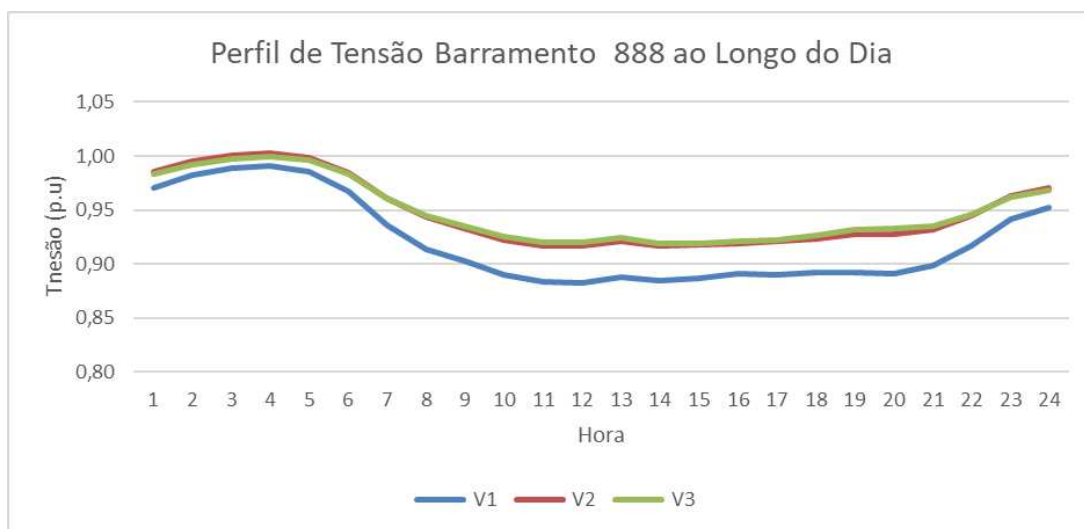


Figura 16 – Perfil de Tensão no Barramento 888 ao Longo do Dia

Fonte: Autoria Própria

A Figura 16 ilustra a variação horária dos níveis de tensão, expressos em por unidade (p.u.), para as três fases do barramento 888, ao longo de um ciclo de 24 horas. Observa-se uma atenuação considerável dos referidos níveis de tensão durante os períodos de maior solicitação de carga, particularmente no intervalo compreendido entre 8 h e 18 h,

momento em que os valores mínimos atingem patamares da ordem de 0,90 p.u. nas fases que denotam comportamento mais crítico.

Perfil de Perdas

A Figura 17 detalha a evolução temporal das perdas elétricas (potência ativa em kW e reativa em kvar) no segmento do sistema referenciado pelo barramento 888, ao longo de um ciclo de simulação de 24 horas. Constata-se que tanto as perdas ativas quanto as reativas exibem um comportamento que reflete o perfil de carga do sistema. Além disso, observa-se um incremento gradual durante o período matutino, a ocorrência de um valor máximo no início da tarde, seguido por um decréscimo no período noturno.

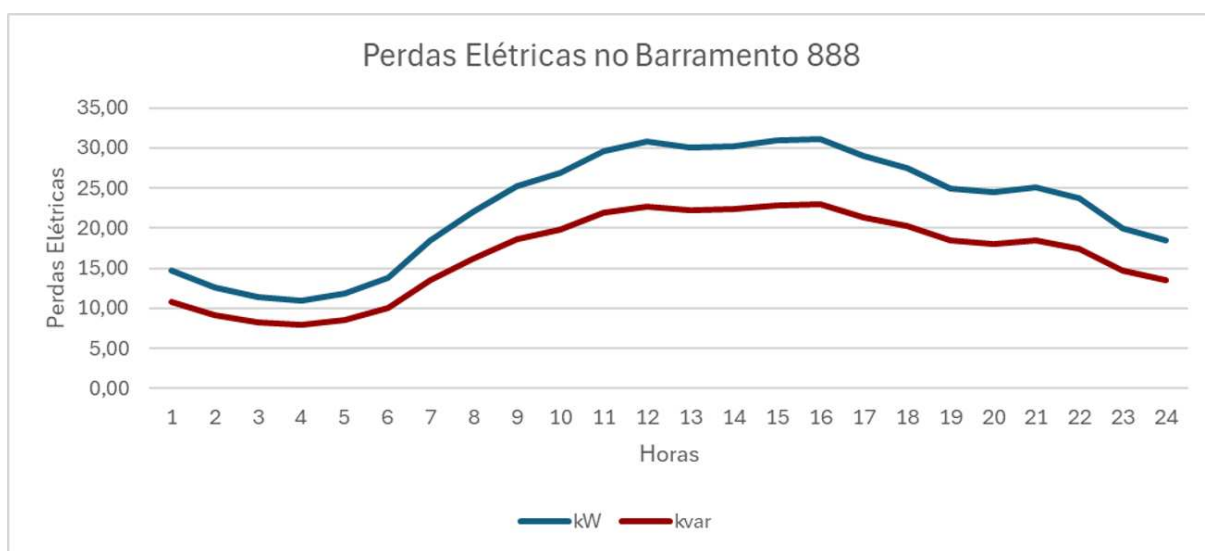


Figura 17 – Perdas Elétricas no Barramento 888 ao Longo do Dia

Fonte: Autoria Própria

A majoração das perdas durante os intervalos de maior demanda é uma consequência direta do aumento da intensidade de corrente elétrica. Este fenômeno acentua o efeito Joule nos condutores, elevando, por conseguinte, as perdas por dissipação. Adicionalmente, a predominância de cargas de natureza industrial no alimentador, exemplificada pela carga conectada ao barramento 890, concorre para a elevação das perdas de potência reativa, dado que tais cargas caracteristicamente operam com fatores de potência reduzidos.

Comparação Entre as Perdas

A Tabela 13 resume os principais indicadores de perdas e potência do sistema no cenário padrão. Analisando especificamente o trecho correspondente à linha L32 (que conecta os barramentos 888 e 890), observa-se que as perdas ativas registradas nesse segmento foram de 18,43 kW, de acordo com o relatório detalhado de perdas do *OpenDSS*.

Tabela 13 – Síntese das perdas e potência de carga do sistema para o cenário padrão

Cenário Padrão	Valores Obtidos
Perdas nas Linhas (kW)	91,2
Perdas nos Transformadores (kW)	5,4
Perdas Totais (kW)	96,6
Potência de Carga Total (kW)	996,6
% de Perdas do Sistema	9,69%

Fonte: Autoria Própria

Esse valor representa cerca de 19% das perdas totais nas linhas do sistema (91,2 kW) e aproximadamente 5,7% das perdas totais do sistema (96,6 kW). Nota-se, portanto, que o segmento final do alimentador — onde está inserida uma carga industrial expressiva no barramento 890 — é responsável por uma parcela relevante das perdas globais, mesmo ocupando apenas uma fração do comprimento total do circuito.

A comparação direta mostra que, para o cenário avaliado, os pontos finais dos alimentadores, especialmente quando associados a grandes cargas, podem contribuir de forma significativa para as perdas do sistema.

5.1.3.2 Simulação na Barra 840

Neste tópico, são apresentados e analisados os resultados de simulação obtidos para o barramento 840 do sistema *IEEE 34 Barras*, considerando o cenário padrão. Diferentemente do barramento 888, onde predominava a influência de uma carga industrial, o barramento 840 está associado a um perfil de carga comercial, caracterizado por maiores variações ao longo do horário comercial e menor demanda nas demais horas do dia.

Perfil de Potência

A Figura 18 ilustra a evolução da potência aparente (kVA) nas três fases do barramento 840 ao longo do ciclo de simulação de 24 horas. O comportamento desse barramento, conforme detalhado anteriormente, é predominantemente influenciado pelo perfil de carga (*loadshape*) de natureza comercial.

Perfil de Tensão

A Figura 19 apresenta o perfil de tensão em p.u. nas três fases do barramento 840 ao longo de 24 horas. Observa-se que as tensões nesse ponto do sistema permanecem mais elevadas em comparação ao barramento 888, principalmente durante os períodos de maior demanda, mantendo-se acima de 0,93 p.u. na maior parte do tempo. O perfil acompanha as oscilações típicas de uma carga comercial, com redução gradual ao longo da manhã, atingindo o valor mínimo entre 11 h e 15 h, e recuperando-se à medida que a demanda

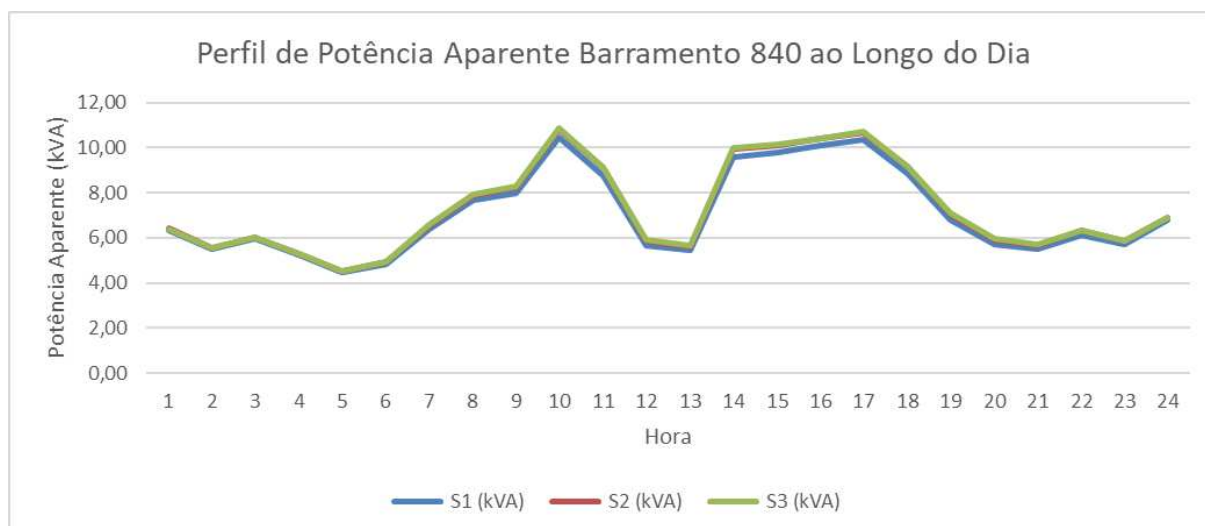


Figura 18 – Perfil de Potência Aparente no Barramento 840 ao Longo do Dia

Fonte: Autoria Própria

diminui.

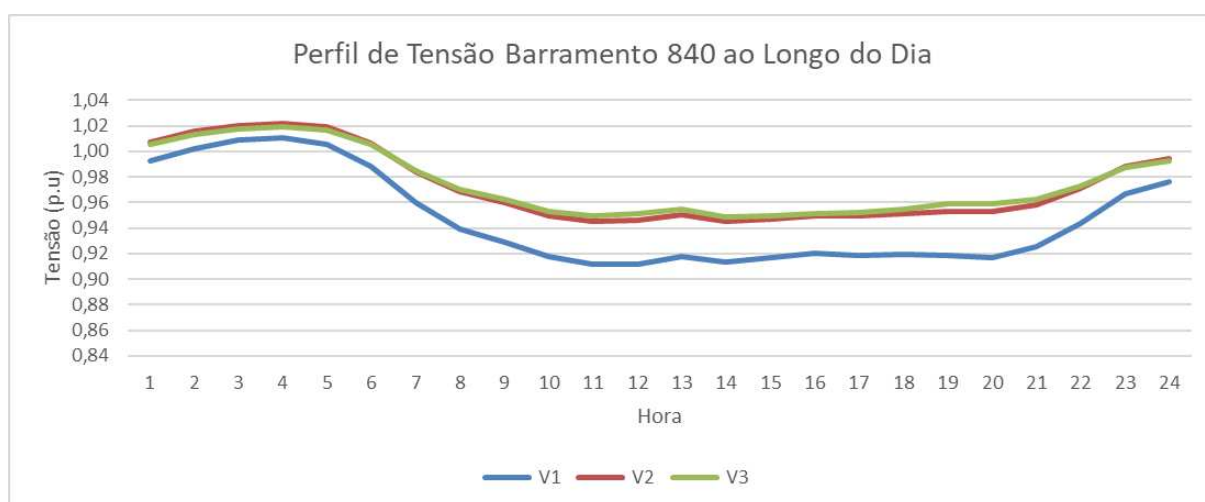


Figura 19 – Perfil de Tensão no Barramento 840 ao Longo do Dia

Fonte: Autoria Própria

A diferença em relação ao barramento 888 é notável, pois enquanto o 888 apresentou valores mínimos de tensão próximos de 0,90 p.u. em horários críticos, o barramento 840 mantém-se mais distante do limite mínimo normativo, refletindo a menor concentração de cargas pesadas e o efeito do perfil de consumo comercial neste trecho do sistema.

Perfil de Perdas

A Figura 20 apresenta o perfil das perdas elétricas no barramento 840 ao longo do

dia. Nota-se a ocorrência de dois picos principais de perdas, que acompanham o aumento da demanda comercial nas horas de maior consumo. Nas horas de menor demanda, as perdas diminuem de forma significativa, evidenciando a forte relação entre o perfil de carga e o comportamento das perdas nesse segmento do sistema.

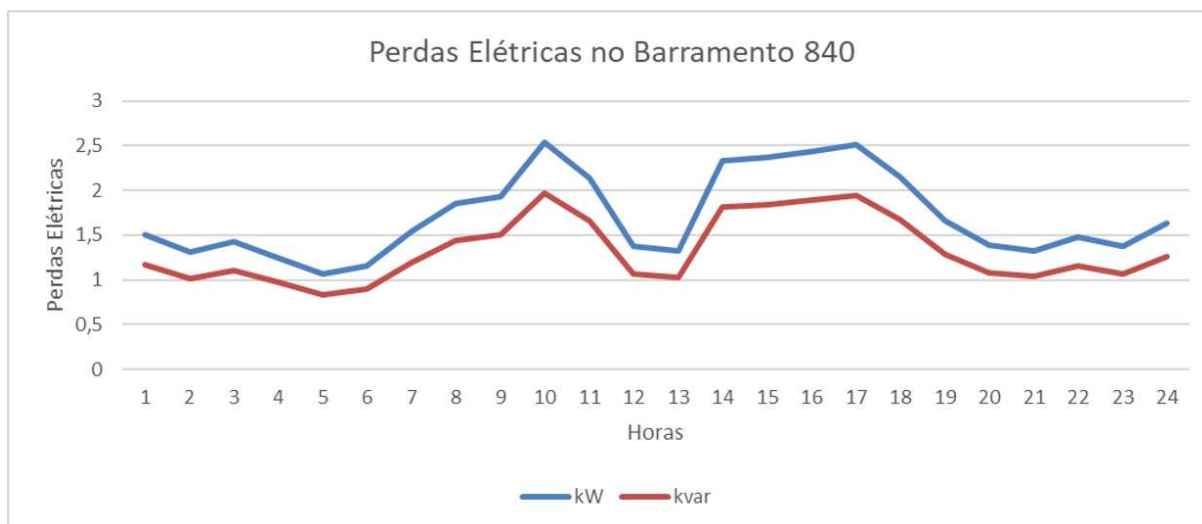


Figura 20 – Perdas Elétricas no Barramento 840 ao Longo do Dia

Fonte: Autoria Própria

Além disso, de acordo com o relatório detalhado de perdas do *OpenDSS*, as linhas associadas ao barramento 840 — identificadas como *Line.L19A* e *Line.L19B* — não apresentam perdas ativas relevantes, registrando valores inferiores a 0,001 kW ao longo do dia.

5.1.4 Desequilíbrio Observado nos Barramentos

De modo geral, observa-se que o sistema *IEEE 34* Barras apresenta certo grau de desequilíbrio entre as três fases, o que é esperado em sistemas reais de distribuição, especialmente em redes com predominância de cargas monofásicas e distribuição irregular de consumidores. O desequilíbrio se manifesta tanto em valores absolutos de tensão e potência quanto na amplitude das variações diárias, sendo mais pronunciado em horários de pico de demanda.

Os gráficos de tensão evidenciam que, em alguns barramentos, principalmente nos pontos mais distantes da subestação ou próximos a grandes cargas monofásicas, as diferenças entre as fases podem se aproximar ou até mesmo ultrapassar 0,01 p.u. em determinados momentos do dia. Embora esse valor possa parecer numericamente pequeno, em termos de qualidade da energia elétrica, uma diferença de 0,01 p.u. (equivalente a aproximadamente 1% da tensão nominal) já pode ser considerada relevante, especialmente em redes de distribuição de média tensão. De acordo com as normas técnicas, como o

PRODIST da ANEEL ([Agência Nacional de Energia Elétrica \(ANEEL\), 2021](#)), há limites específicos para o desequilíbrio de tensão, e valores superiores a 1% podem representar um risco para a operação de equipamentos sensíveis, além de contribuir para o aumento das perdas técnicas e o envelhecimento prematuro de motores trifásicos. Portanto, o desequilíbrio observado, ainda que aparentemente modesto, não deve ser desprezado, principalmente considerando a possibilidade de agravamento em cenários com inserção de novas cargas desequilibradas.

5.2 Cenário 2 - Impacto da Instalação de um Eletroposto na Barra 888

Conforme apresentado no Capítulo 4, o próximo cenário analisado corresponde à inserção de um eletroposto, previamente modelado, no sistema padrão. Nesse caso, o novo ponto de recarga foi conectado diretamente ao barramento 888, permitindo avaliar o impacto dessa carga adicional sobre as principais grandezas elétricas e o desempenho global do sistema *IEEE 34 Barras*.

A Figura 21 apresenta o diagrama unifilar utilizado para representar o cenário analisado.

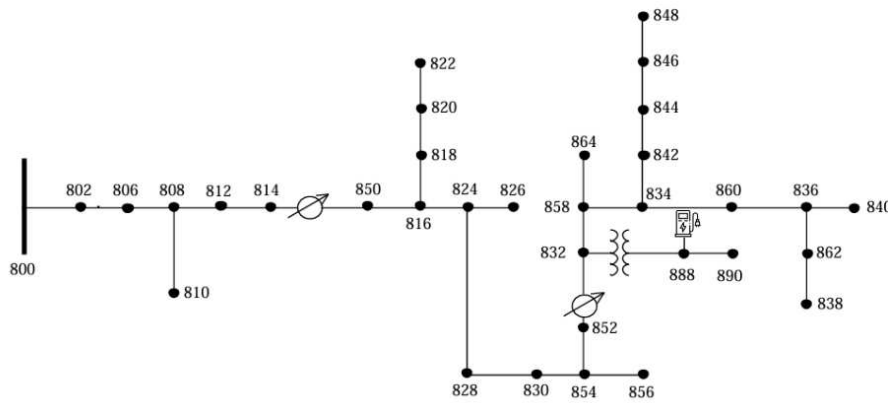


Figura 21 – Diagrama Unifilar - Cenário 2

Fonte: Autoria Própria

5.2.1 Alteração na Modelagem do *OpenDSS*

Conforme explicado antes, é necessário modelar o eletroposto conectado ao barramento para a análise dos impactos do carregamento de veículos elétricos no sistema de distribuição de energia elétrica. A seguir, apresentam-se as principais alterações implementadas no *script* de simulação, seguidas de comentários que elucidam suas finalidades.

```
! ***** NOVA CARGA: ELETROPOSTO *****
New Load.Eletroposto Bus1=888.1.2.3 Phases=3 Conn=wye kV=4.16 kW=550 kvar=160.44
Model=1 Daily=LS_Eletroposto Vminpu=0.85
```

O primeiro bloco de código insere uma nova carga trifásica no barramento 888, representando o eletroposto modelado. Os parâmetros definidos são coerentes com as características técnicas do conjunto de carregadores propostos, tais como potência ativa e reativa, conexão em estrela e tensão nominal de 4,16 kV. Além disso, associa-se à carga o perfil de carga diário **LS_Eletroposto**, garantindo que sua variação ao longo do tempo seja condizente com os hábitos reais de uso do eletroposto.

```
! NOVO LOADSHAPE PARA ELETROPOSTO (PERFIL - FORA DO HORÁRIO COMERCIAL)
New Loadshape.LS_Eletroposto Npts=24 Interval=1
Pmult=(0.9, 0.95, 1.0, 0.95, 0.9, 0.8, 0.6, 0.4, 0.2, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1,
0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.2, 0.5, 0.7, 0.9, 1.0, 0.95, 0.9)
~ Action=Normalize
```

O segundo bloco define o perfil de carga **LS_Eletroposto**, caracterizado por apresentar maiores demandas durante a noite e nas primeiras horas da manhã, períodos nos quais o carregamento de veículos elétricos é mais frequente fora do horário comercial. Esse perfil permite avaliar de maneira mais realista o impacto dessas cargas na rede, considerando os hábitos típicos de recarga dos usuários.

```
! Novos Monitores para o Eletroposto
New Monitor.MonEletroposto_VI Element=Load.Eletroposto Terminal=1 Mode=0 Ppolar=No
VIpolar=Yes
New Monitor.MonEletroposto_PQ Element=Load.Eletroposto Terminal=1 Mode=1
```

Por fim, o terceiro bloco acrescenta monitores específicos para o eletroposto, possibilitando o acompanhamento detalhado das grandezas elétricas no ponto de conexão (tensão, corrente, potência ativa e reativa).

5.2.2 Verificação das Tensões dos Barramentos

Inicialmente, a partir da exportação do arquivo contendo as tensões médias dos barramentos ao longo do dia, torna-se relevante analisar as variações em valores por unidade (p.u.) que se destacam com a inserção do eletroposto. Essas alterações estão sintetizadas na Tabela 14.

A análise comparativa dos valores de tensão por unidade (p.u.) nos barramentos do sistema revela uma redução significativa nos níveis médios de tensão ao se comparar o cenário base (Cenário 1) com este cenário modificado, no qual foi inserido um eletroposto

Tabela 14 – Comparação das tensões em p.u. dos barramentos entre os cenários 1 e 2

Barramento	Tensão - Cenário 2 (p.u)	Tensão - Cenário 1(p.u)	Diferença(p.u)
890	0,81	0,91	-0,11
888	0,87	0,97	-0,10
840	0,93	0,99	-0,07
836	0,93	0,99	-0,07
862	0,93	0,99	-0,07
860	0,93	0,99	-0,07
844	0,93	0,99	-0,07
842	0,93	0,99	-0,07
834	0,93	0,99	-0,07
846	0,93	1,00	-0,07
848	0,93	1,00	-0,07
858	0,93	1,00	-0,07
832	0,93	1,00	-0,07
852	0,93	1,00	-0,07
854	0,96	1,01	-0,06
830	0,96	1,01	-0,06
828	0,97	1,02	-0,05
824	0,97	1,02	-0,05
816	0,98	1,03	-0,04
850	0,98	1,03	-0,04
814	0,98	1,03	-0,04
812	1,00	1,03	-0,03
806	1,05	1,05	0,00
802	1,05	1,05	0,00
800	1,05	1,05	0,00

Fonte: Autoria Própria

conectado ao barramento 888 (cenário 2). Essa diferença é particularmente evidente nos barramentos localizados nas extremidades do alimentador, como os barramentos 888 e 890, que apresentam reduções de até 0,10 p.u. e 0,11 p.u., respectivamente.

Esse comportamento caracteriza um afundamento de tensão, causado pela introdução de uma carga concentrada e de elevada potência no barramento 888. A presença dessa nova carga impõe um aumento expressivo no fluxo de potência ao longo do alimentador, o que intensifica as perdas elétricas por efeito Joule e, conseqüentemente, provoca quedas de tensão mais acentuadas, especialmente em pontos mais distantes da subestação.

Observa-se ainda que a magnitude da queda de tensão diminui gradualmente à medida que se aproxima do barramento principal de alimentação (barramento 800), onde a diferença entre os cenários é praticamente nula. Esse comportamento reforça o caráter localizado do impacto causado pela instalação do eletroposto, evidenciando que os efeitos adversos sobre o perfil de tensão são mais severos nas proximidades do ponto de conexão da nova carga.

Portanto, a análise demonstra que a inserção do eletroposto não apenas reduz os níveis médios de tensão em diversos pontos do sistema, como também acentua o desbalanceamento e a degradação da qualidade da energia elétrica, sendo necessário considerar estratégias de compensação ou reforço da rede para mitigar esses efeitos.

5.2.3 Análise em Elementos Críticos

5.2.3.1 Simulação na Barra 888

Perfil de Tensão

A comparação entre os cenários analisados evidencia alterações significativas no perfil de tensão do barramento 888. No cenário base (Figura 16), observa-se que as tensões nas três fases permanecem próximas de 1,00 p.u. ao longo de todo o dia, com um leve desbalanceamento entre as fases, sendo a fase 1 a mais afetada. Esse comportamento indica uma condição de operação estável e dentro dos limites aceitáveis de qualidade de fornecimento.

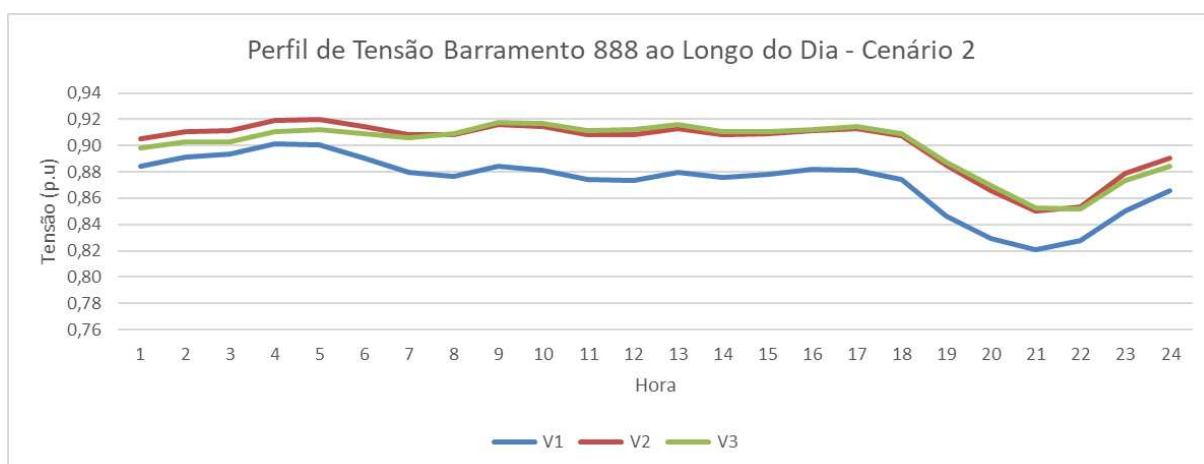


Figura 22 – Perfil de Tensão no Barramento 888 ao longo do dia – Cenário 2

Fonte: Autoria Própria

Entretanto, com a inserção do eletroposto (Figura 22), verifica-se um afundamento de tensão mais pronunciado, especialmente durante o período noturno, quando a demanda da nova carga é mais elevada. Nessa condição, os valores mínimos de tensão chegam a aproximadamente 0,85 p.u., o que representa uma queda significativa em relação ao cenário base. Esse fenômeno caracteriza uma situação de queda de tensão, que pode comprometer o desempenho de equipamentos sensíveis e afetar a confiabilidade do sistema.

Além disso, o desbalanceamento entre as fases torna-se mais acentuado com a presença do eletroposto, indicando que a carga adicional introduzida não está uniformemente distribuída entre as fases. Esse aumento no desbalanço contribui para a degradação da qualidade da energia elétrica fornecida, podendo gerar sobretensões em fases menos

carregadas e sobrecargas em fases mais exigidas. Portanto, a análise demonstra que a instalação do eletroposto impacta negativamente o perfil de tensão do sistema, sendo necessário considerar medidas de mitigação para garantir a estabilidade e a qualidade do fornecimento.

Desequilíbrio de Tensão

A Figura 23 ilustra as formas de onda senoidais representativas das tensões trifásicas (V_1 , V_2 e V_3) no barramento 888. Estas formas de onda correspondem às horas 20, 21 e 22 do perfil diário de operação do sistema, considerando o Cenário 2, que contempla a inserção de um eletroposto de recarga rápida para veículos elétricos. As senoides apresentadas para cada uma dessas horas foram construídas a partir dos valores de magnitude (tensão RMS) e ângulo de fase obtidos por meio de simulações no *OpenDSS*.

Em um sistema trifásico idealmente equilibrado, as tensões das três fases devem possuir amplitudes idênticas e apresentar uma defasagem mútua de exatamente 120° . Contudo, a análise da Figura 23 para as horas especificadas revela discrepâncias nas magnitudes das tensões entre as fases, assim como ligeiras variações nos ângulos de defasagem. Tal condição caracteriza um desequilíbrio de tensão, que se manifesta tanto em magnitude quanto angularmente. Observa-se que este desequilíbrio é exacerbado durante os períodos de maior demanda de potência, fenômeno atribuível, em grande medida, à operação dos carregadores rápidos do eletroposto. Estes dispositivos impõem correntes elevadas ao sistema, podendo intensificar a assimetria existente entre as fases.

A ocorrência de desequilíbrio de tensão acarreta consequências danosas para a operação da rede elétrica de distribuição. Entre os principais impactos negativos, destacam-se: o funcionamento anômalo de equipamentos trifásicos, o incremento das perdas ôhmicas (efeito Joule) nos condutores e transformadores, e a consequente redução da vida útil de motores e outros componentes do sistema. Adicionalmente, o desequilíbrio de tensão induz o surgimento de componentes de sequência negativa, as quais podem provocar sobreaquecimento em máquinas elétricas rotativas, comprometendo, assim, a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

A inspeção visual das formas de onda trifásicas, conforme apresentadas para as distintas horas de operação, permite evidenciar a dinâmica do desequilíbrio de tensão. Este fenômeno é diretamente influenciado pela variabilidade das cargas conectadas ao sistema, com particular ênfase para aquelas de elevada potência e perfil de consumo intermitente, como é o caso dos eletropostos destinados à recarga de veículos elétricos. Uma avaliação desta natureza é, portanto, fundamental para o diagnóstico preciso da qualidade da energia elétrica e subsidia a proposição de medidas mitigatórias eficazes. Tais medidas podem incluir o balanceamento de cargas entre as fases, a instalação de dispositivos de

compensação reativa ou de regulação de tensão, e a revisão estratégica do planejamento da expansão da rede de distribuição.

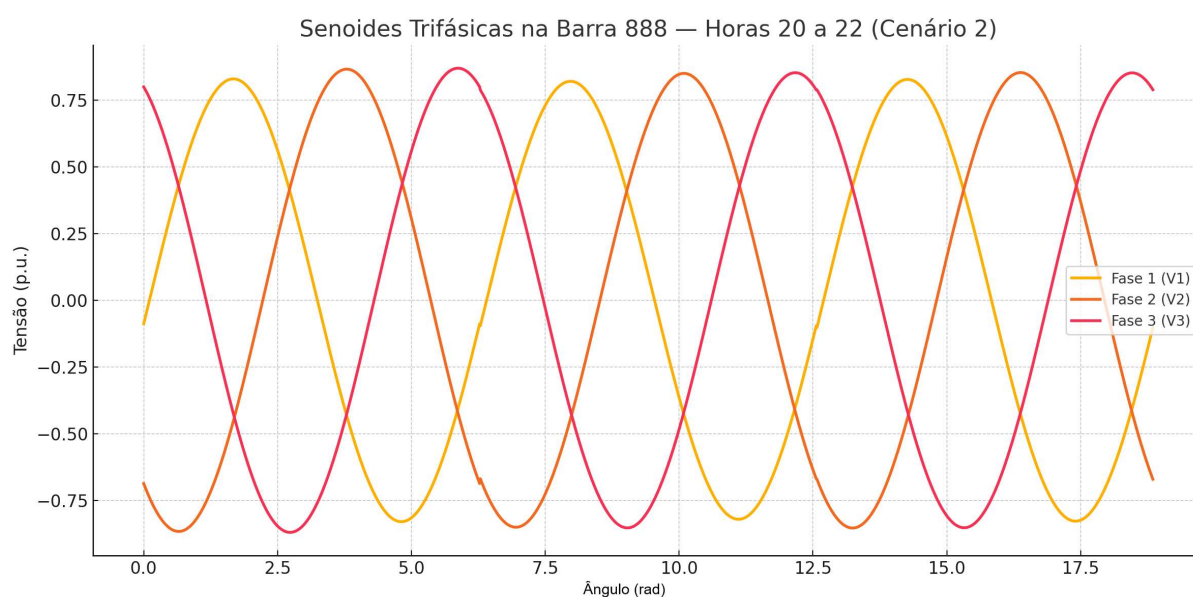


Figura 23 – Senóides das tensões trifásicas na barra 888 para as horas 20, 21 e 22 (Cenário 2)

Fonte: Autoria Própria

Perfil de Potência

A Figura 24 é referente ao perfil de potência no barramento 888 ao longo do dia, para o cenário com a inserção de um eletroposto.

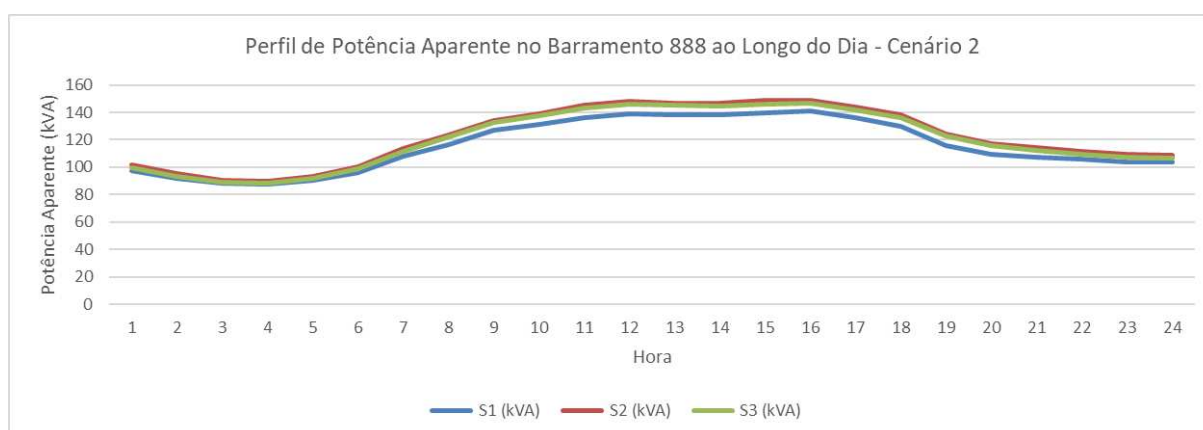


Figura 24 – Perfil de potência aparente no Barramento 888 ao longo do dia – Cenário 2

Fonte: Autoria Própria

Perfil de Perdas

A Figura 25 apresenta o perfil de perdas elétricas no barramento 888 ao longo do dia, referente ao cenário 02.

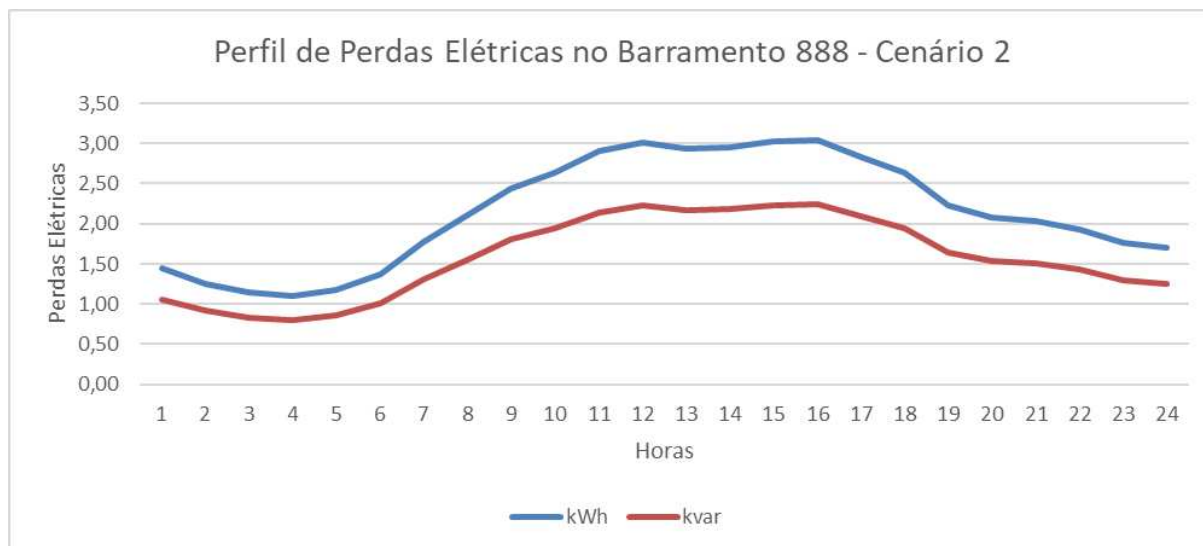


Figura 25 – Perfil de perdas elétricas no Barramento 888 ao longo do dia – Cenário 2

Fonte: Autoria Própria

A Tabela 15 apresenta o comparativo entre as principais grandezas relacionadas às perdas do sistema nos dois cenários simulados. Nota-se que a inserção do eletroposto no barramento 888 (Cenário 2) ocasionou um aumento expressivo tanto nas perdas das linhas quanto dos transformadores, refletindo diretamente em um acréscimo significativo das perdas totais do sistema e do percentual de perdas em relação à carga total atendida.

Tabela 15 – Comparativo das perdas elétricas e potência total de carga entre os cenários 1 e 2

Descrição	Cenário 1	Cenário 2
Perdas nas Linhas (kW)	91,2	176,40
Perdas nos Transformadores (kW)	5,4	33,90
Perdas Totais (kW)	96,6	210,30
Potência de Carga Total (kW)	996,6	1415,00
% de Perdas do Sistema	9,69%	14,86%

Fonte: Autoria Própria

A análise dos resultados demonstra que as perdas totais do sistema praticamente dobraram com a implantação do eletroposto, elevando-se de 96,6 kW para 210,3 kW. Este aumento se deve, principalmente, ao acréscimo das perdas nas linhas e nos transformadores associados ao barramento 888, que passou a operar sob regime de carga muito mais elevado.

Observa-se que as perdas na linha que conecta os barramentos 888 e 890 (*Line.L32*) passaram de 5,99 kW no cenário base para 16,99 kW no cenário 2, um aumento superior

a 180%. Esse crescimento está diretamente relacionado ao aumento do fluxo de potência ativa e ao consequente crescimento da corrente circulante na linha devido à conexão do eletroposto.

Da mesma forma, destaca-se o aumento das perdas no transformador responsável pelo suprimento do barramento 888 (*Transformer.XFM1*), cujas perdas subiram de 4,17 kW para 33,89 kW, refletindo o esforço adicional imposto ao equipamento para suprir a demanda adicional de carregamento de veículos elétricos.

Além do aumento absoluto das perdas, observa-se que o percentual de perdas em relação à carga total atendida pelo sistema aumentou consideravelmente, passando de 9,69% para 14,86%. Esse acréscimo indica que, além do aumento da demanda, o sistema tornou-se menos eficiente em termos de conversão e entrega de energia elétrica, evidenciando a necessidade de reforço na infraestrutura da rede e de avaliação criteriosa da localização e do dimensionamento de novos pontos de carregamento.

5.2.3.2 Simulação do Perfil de Potência do Transformador XMF1

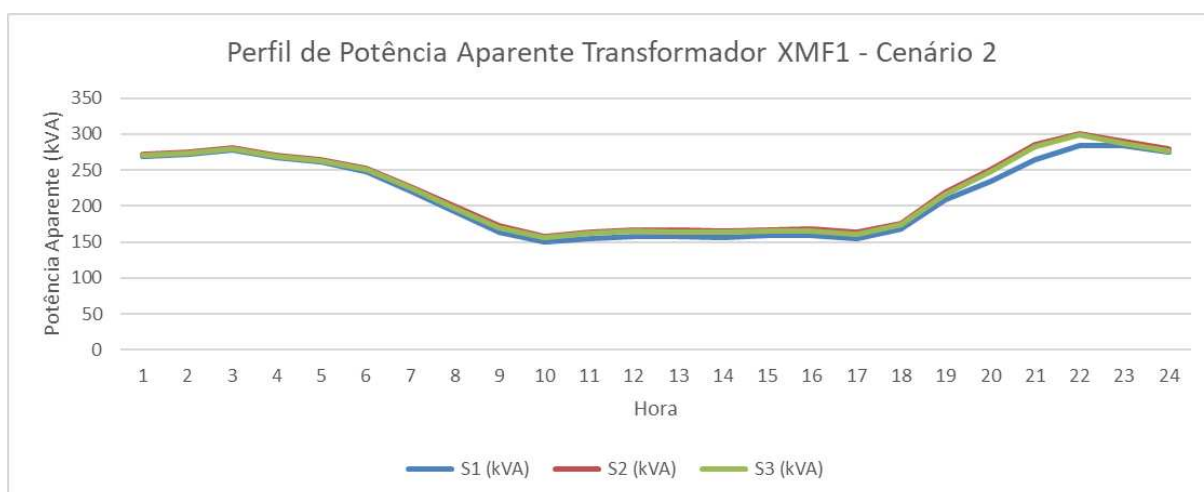


Figura 26 – Perfil de potência aparente no transformador XFM1 ao longo do dia – Cenário 2

Fonte: Autoria Própria

A Figura 26 apresenta o perfil de potência aparente (kVA) nas três fases do transformador XFM1 ao longo das 24 horas do dia para o cenário 2, em que há a inserção do eletroposto conectado ao barramento 888. Nota-se que, durante os períodos de pico de carregamento veicular — especialmente à noite e no início da manhã —, os valores de potência aparente atingem patamares elevados, ultrapassando 300 kVA em determinados horários. Esse comportamento é resultado direto da demanda adicional imposta pelo eletroposto, que intensifica o fluxo de potência através do transformador e eleva o esforço operacional do equipamento.

Esse resultado corrobora achados de diversos autores na literatura, que alertam para os riscos de sobrecarga e envelhecimento acelerado de transformadores em redes com alta penetração de veículos elétricos. De acordo com [Harish e Surendra \(2021\)](#), mesmo níveis moderados de penetração de veículos elétricos, como 10% do total de consumidores, já são suficientes para causar impactos significativos na degradação dos transformadores. Isso se deve não apenas ao aumento do carregamento, mas também à presença de harmônicos, que elevam as perdas adicionais por efeito joule e favorecem o envelhecimento térmico, reduzindo consideravelmente a vida útil dos equipamentos.

[Ram e Mallikarjuna \(2023\)](#) também ressaltam que as estações de carregamento de VEs promovem não apenas um acréscimo da corrente de carga, mas introduzem distorções harmônicas, ocasionando perdas extras e oscilações térmicas que aceleram o desgaste dos transformadores. Tais impactos tornam evidente a necessidade de estratégias de gerenciamento de demanda, escalonamento inteligente do carregamento e monitoramento em tempo real dos ativos, para garantir a confiabilidade e a longevidade dos transformadores em sistemas de distribuição sujeitos à eletrificação veicular.

Dessa forma, a análise do gráfico reforça a preocupação destacada na literatura, demonstrando na prática que o perfil de carregamento dos VEs pode expor os transformadores a situações críticas de sobrecarga, principalmente em horários coincidentes com a recarga intensiva, tornando fundamental o planejamento adequado da infraestrutura elétrica.

5.2.3.3 Simulação na Barra 890

Perfil de Tensão

Para uma análise mais abrangente, torna-se fundamental avaliar o impacto da estação de carregamento no barramento 890. Este ponto da rede, que já opera com uma carga expressiva, tende a sofrer uma deterioração acentuada nos níveis de tensão após a conexão do eletroposto na barra 888. A introdução desta nova carga não apenas agrava a qualidade da tensão no barramento 890, mas também intensifica a degradação que já era potencialmente observada antes da adição do eletroposto.

A Figura 27 ilustra o perfil de tensão diário para as três fases do barramento 890. Uma análise detalhada do perfil de tensão observado revela uma condição de subtensão crônica e severa no sistema. Verifica-se que todas as fases operam consistentemente abaixo do limiar de 0,88 p.u., com destaque para a fase V1, que atinge níveis críticos de aproximadamente 0,755 p.u. durante o horário de maior demanda, por volta das 21 horas. Esse comportamento indica não apenas uma queda acentuada de tensão, mas também uma incapacidade do sistema em manter níveis adequados de fornecimento sob condições

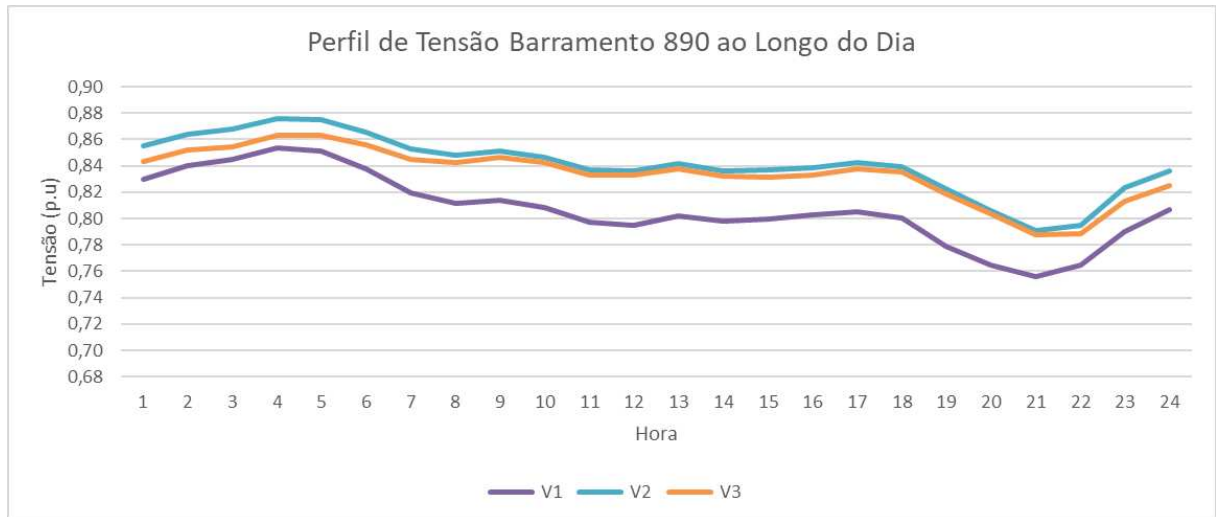


Figura 27 – Perfil de tensão no Barramento 890 ao longo do dia

Fonte: Autoria Própria

de carga elevada.

A fase V1 se destaca como a mais deprimida entre as três, demonstrando maior sensibilidade às variações do perfil de carregamento. Essa assimetria entre as fases evidencia um desbalanceamento significativo de tensão, que se intensifica nos períodos de pico de consumo. Tal fenômeno compromete a qualidade da energia elétrica fornecida, podendo afetar o desempenho de equipamentos trifásicos e aumentar as perdas técnicas no sistema.

Esse padrão de comportamento é típico de pontos da rede com elevada impedância equivalente vista da fonte, como ocorre em barramentos localizados nas extremidades de alimentadores longos ou subdimensionados. Nesses casos, a influência das cargas conectadas sobre o perfil de tensão é mais pronunciada, resultando em maior vulnerabilidade a variações de carga e distorções.

Adicionalmente, conforme destacado por [Aldabo \(2001\)](#), a presença de harmônicos no sistema pode estar fortemente associada à conexão de cargas industriais no barramento 890. Esse fenômeno tende a ser ainda mais intensificado com a inserção do eletroposto no barramento 888, uma vez que a operação de carregadores rápidos pode introduzir componentes harmônicas significativas na rede. A combinação desses fatores contribui para a degradação da qualidade da tensão, acentuando o desbalanceamento e as distorções harmônicas, o que reforça a necessidade de estratégias de mitigação, como a instalação de filtros ou a reconfiguração da rede.

5.2.4 Conclusão e Comentários Adicionais para o Cenário 2

A simulação da inserção de um eletroposto no barramento 888 do sistema-teste de distribuição *IEEE* 34 Barras, revelou impactos significativos e adversos tanto na

performance operacional quanto na qualidade da energia elétrica fornecida pela rede. Os resultados indicam uma degradação substancial nos perfis de tensão, especialmente nos barramentos mais distantes da subestação, como os barramentos 888 e 890.

No barramento 890, por exemplo, os níveis de tensão atingiram valores críticos de aproximadamente 0,755 p.u. durante os períodos de pico de demanda, caracterizando uma condição severa de subtensão. Essa situação compromete a estabilidade do fornecimento e pode afetar negativamente o funcionamento de cargas sensíveis. Além disso, observou-se um acentuado desequilíbrio entre as fases, o que agrava ainda mais a qualidade da energia elétrica, podendo causar sobrecargas em fases específicas e reduzir a vida útil de equipamentos trifásicos.

Esse comportamento é uma consequência direta do aumento da demanda de potência provocado pela inserção do eletroposto, que introduz uma carga concentrada e de elevada potência no sistema. Tal carga intensifica o fluxo de potência ao longo do alimentador, resultando em maiores perdas elétricas e quedas de tensão mais pronunciadas, especialmente em pontos com alta impedância equivalente vista da fonte — como é o caso de barramentos localizados nas extremidades de alimentadores longos ou subdimensionados.

5.3 Cenário 3 - Impacto da Instalação de Eletropostos nas Barras 888 e 840

Conforme apresentado no Capítulo 4, o próximo cenário analisado corresponde à inserção de dois eletropostos, previamente modelados, no sistema padrão. Nesse caso, um novo ponto de recarga foi conectado diretamente ao barramento 840, enquanto se manteve o eletroposto previamente conectado ao barramento 888. Essa configuração permite avaliar o impacto da carga adicional sobre as principais grandezas elétricas e o desempenho global do sistema *IEEE 34 Barras*.

A Figura 28 apresenta o diagrama unifilar utilizado para representar o cenário analisado.

5.3.1 Verificação das Tensões dos Barramentos

A análise dos resultados apresentados na Tabela 16 evidencia uma diminuição progressiva dos valores de tensão nos barramentos à medida que são inseridos novos eletropostos no sistema. Nota-se que, especialmente nos barramentos mais distantes da fonte, como os barramentos 890 e 888, as quedas de tensão são mais acentuadas, chegando a uma redução de até 0,13 p.u. quando comparado ao cenário inicial. Esse comportamento reflete o impacto do aumento de carga sobre o perfil de tensão da rede.

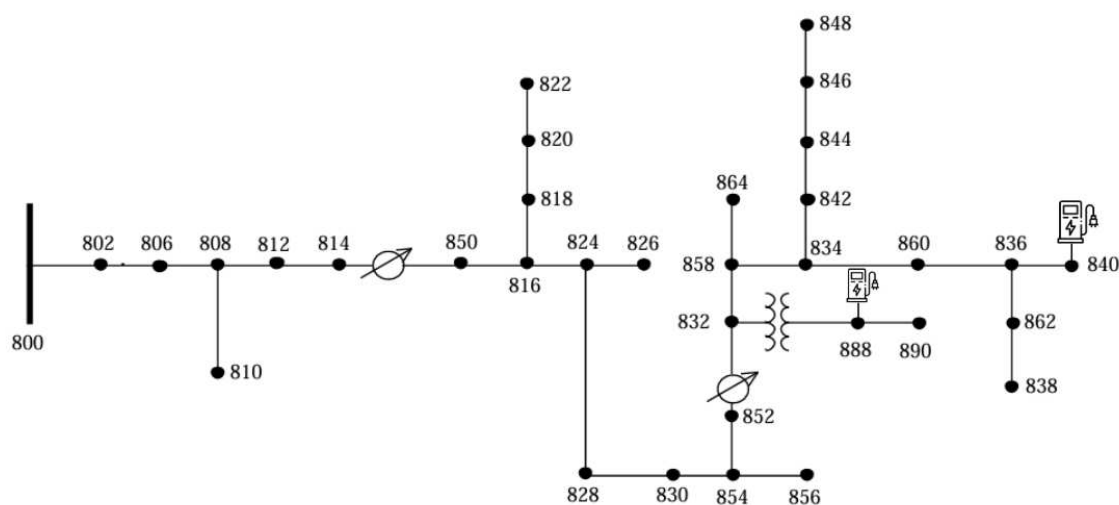


Figura 28 – Diagrama Unifilar - Cenário 3

Fonte: Autoria Própria

5.3.2 Análise em Elementos Críticos

5.3.2.1 Simulação na Barra 840

Perfil de Tensão

A Figura 29 apresenta o perfil de tensão do barramento 840 ao longo do dia, correspondente ao cenário 03.

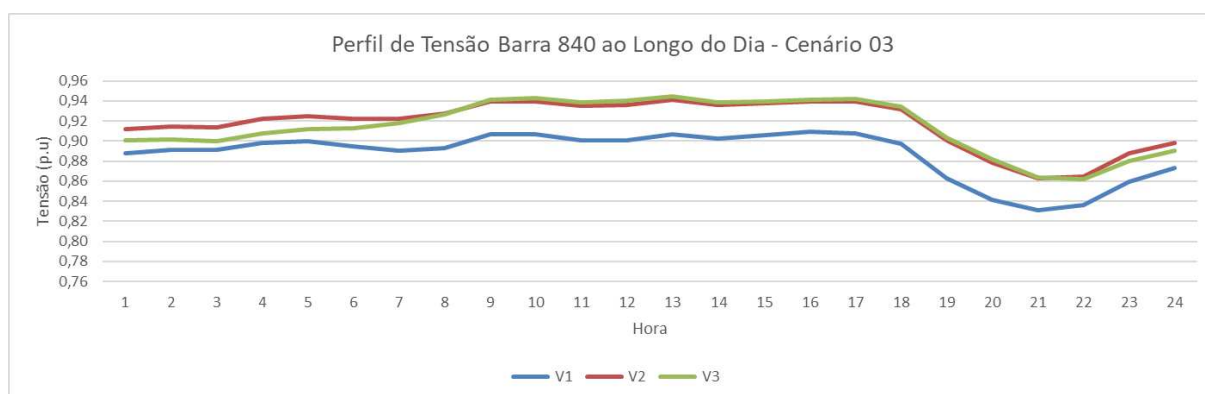


Figura 29 – Perfil de tensão no barramento 840 ao longo do dia para o Cenário 03

Fonte: Autoria Própria

Perfil de Potência Aparente

A Figura 30 apresenta o perfil de potência aparente do barramento 840 ao longo do dia, correspondente ao cenário 03.

Tabela 16 – Comparativo dos perfis de tensão nos cenários 1, 2 e 3 para os principais barramentos

Barramento	Tensão - Cenário 3 (p.u)	Tensão - Cenário 2 (p.u)	Tensão - Cenário 1 (p.u)	Diferença Cenário 1 - 3 (p.u)
890	0,79	0,81	0,91	-0,12
888	0,84	0,87	0,97	-0,13
840	0,87	0,93	0,99	-0,12
844	0,87	0,93	0,99	-0,12
842	0,87	0,93	0,99	-0,12
846	0,87	0,93	1,00	-0,13
848	0,87	0,93	1,00	-0,13
862	0,88	0,93	0,99	-0,11
860	0,88	0,93	0,99	-0,11
858	0,88	0,93	1,00	-0,12
852	0,89	0,93	1,00	-0,11
834	0,89	0,93	0,99	-0,10
832	0,90	0,93	1,00	-0,10
854	0,93	0,96	1,01	-0,08
830	0,94	0,96	1,01	-0,07
850	0,95	0,98	1,03	-0,08
828	0,96	0,97	1,02	-0,06
836	0,97	0,93	0,99	-0,02
824	0,97	0,97	1,02	-0,05
816	0,97	0,98	1,03	-0,06
814	1,00	0,98	1,03	0,03
812	1,00	1,00	1,03	0,03
806	1,05	1,05	1,05	0,00
802	1,05	1,05	1,05	0,00
800	1,05	1,05	1,05	0,00

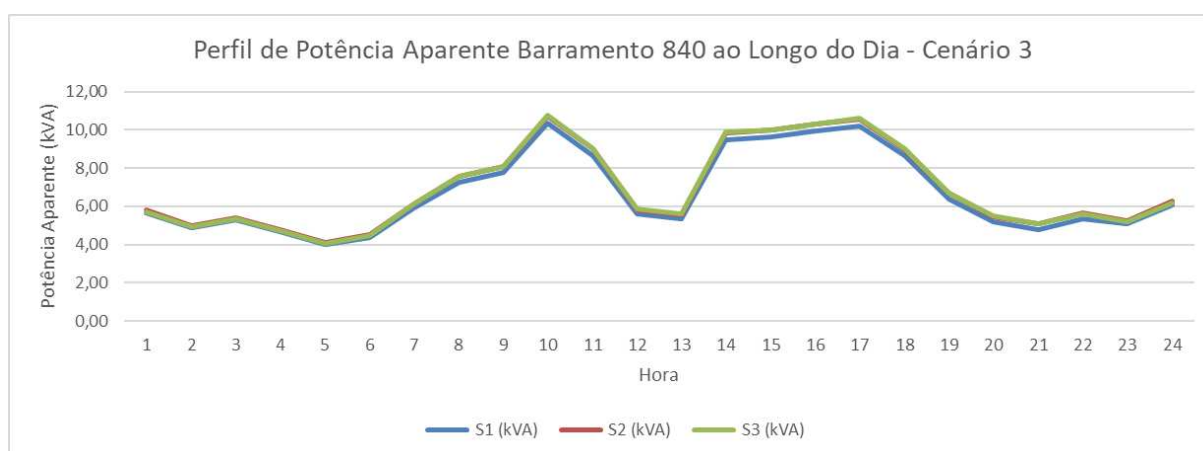


Figura 30 – Perfil de Potência Aparente do Barramento 840 ao longo do dia para o Cenário 3

Fonte: Autoria Própria

Desequilíbrio de Tensão

A Figura 31 apresenta as formas de onda senoidais das tensões trifásicas (V_1 , V_2 e V_3) na barra 840, referentes aos horários de 20h a 23h, considerando o Cenário 3. Cada ciclo senoidal representa uma hora específica do perfil de carga diário, utilizando as magnitudes e ângulos fornecidos pela simulação.

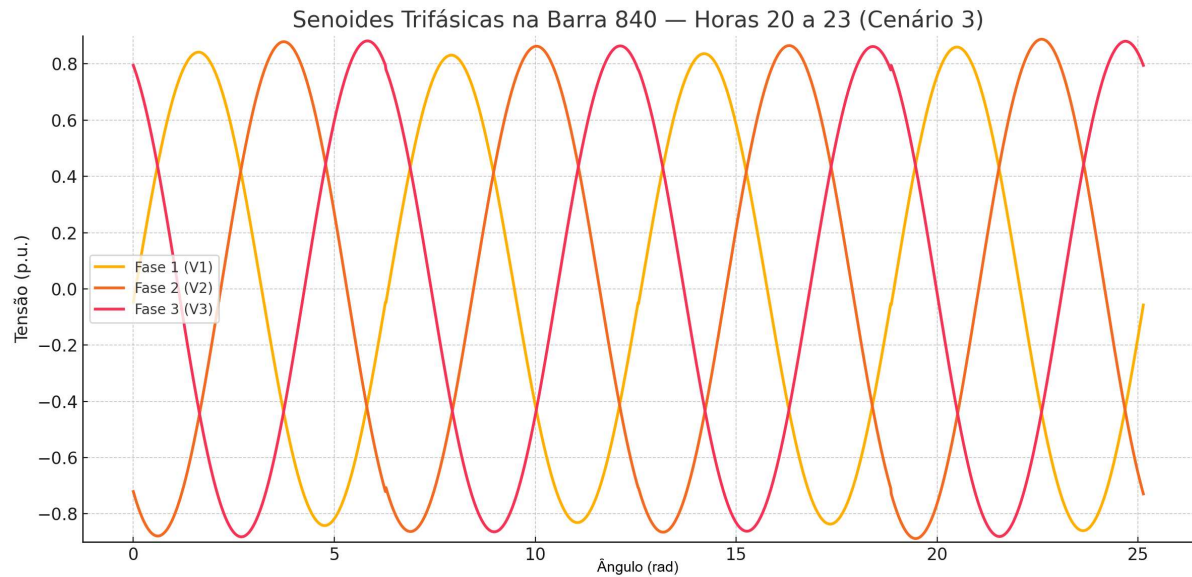


Figura 31 – Senoides das tensões trifásicas na barra 840 (Cenário 3)

Fonte: Autoria Própria

Observa-se que as amplitudes das tensões das três fases variam entre os diferentes horários analisados, evidenciando o desequilíbrio de tensão no ponto de análise, especialmente em períodos de maior demanda. As defasagens entre as fases também apresentam pequenas variações ao longo das horas, reforçando o impacto dinâmico das cargas sobre a qualidade da energia fornecida.

Perfil de Perdas

No terceiro cenário analisado, observou-se um aumento expressivo nas perdas do sistema, em especial nas perdas das linhas, que saltaram para 315,3 kW, representando o maior valor entre todos os cenários. Esse aumento é resultado direto do acréscimo de carga no sistema devido à inserção dos eletropostos. Vale destacar que o trecho da linha L27 (*Line.L27*), correspondente à conexão entre os barramentos 854 e 852, apresentou perdas significativamente elevadas, atingindo 73,03 kW, o que evidencia a concentração das perdas neste segmento crítico da rede.

A Tabela 17 apresenta o comparativo das perdas do sistema entre os três cenários simulados, evidenciando o crescimento progressivo tanto nas perdas nas linhas quanto nas perdas totais. As perdas totais do sistema, que englobam as perdas nas linhas e nos transformadores, atingiram 347,9 kW, enquanto a potência de carga total chegou a 1820,4 kW. Consequentemente, o percentual de perdas do sistema foi elevado para 19,11%, indicando um impacto considerável na eficiência operacional da rede neste cenário de maior demanda.

Tabela 17 – Resumo das perdas do sistema para os três cenários analisados

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Perdas Linhas (kW)	91,2	176,40	315,3
Perdas Transformadores (kW)	5,4	33,90	32,6
Perdas Totais (kW)	96,6	210,30	347,9
Potência de Carga Total (kW)	996,6	1415,00	1820,4
% de Perdas do Sistema	9,69%	14,86%	19,11%

Além disso, a Figura 32 detalha o comportamento horário das perdas elétricas (potência ativa e reativa) no barramento 840 ao longo do dia, evidenciando os períodos de maior solicitação do sistema e o consequente aumento das perdas elétricas durante os horários de pico.

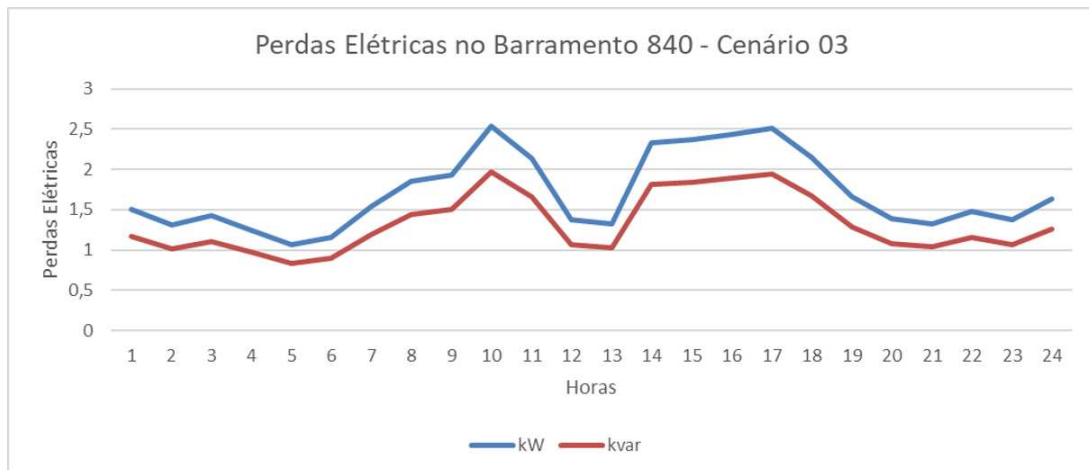


Figura 32 – Perdas elétricas (kW e kvar) no barramento 840 ao longo do dia

Fonte: Autoria Própria

5.3.2.2 Simulação na Barra 888

Perfil de Tensão

As Figuras 22 e 33 apresentam, respectivamente, o perfil de tensão no barramento 888 ao longo do dia para os Cenários 2 e 3. A comparação entre os dois gráficos revela uma

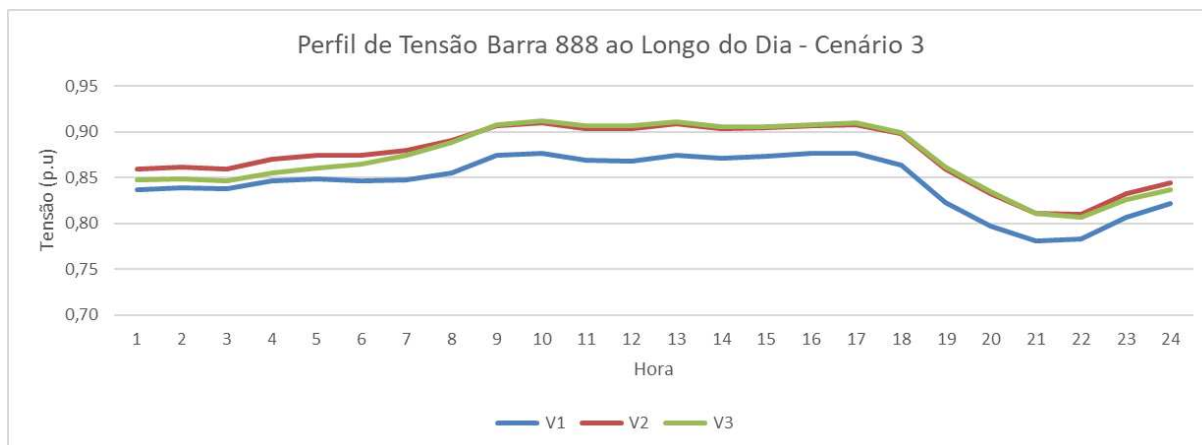


Figura 33 – Perfil de tensão no barramento 888 ao longo do dia para o Cenário 03

Fonte: Autoria Própria

diferença significativa no comportamento da tensão, evidenciando o impacto da alocação de múltiplos eletropostos em barramentos distintos da rede.

No Cenário 2, com apenas um eletroposto conectado diretamente ao barramento 888, os níveis de tensão permanecem relativamente mais elevados, mesmo durante os períodos de maior demanda. Já no Cenário 3, com a adição de um segundo eletroposto no barramento 840, observa-se uma redução ainda mais acentuada nos valores de tensão ao longo do dia, caracterizando um afundamento de tensão mais severo. Esse comportamento indica que a nova carga instalada no barramento 840, embora fisicamente distante, exerce influência significativa sobre o perfil de tensão do barramento 888, devido ao aumento do fluxo de corrente no alimentador e às perdas associadas.

Além da queda mais pronunciada nos níveis de tensão, o Cenário 3 também apresenta um desbalanceamento mais intenso entre as fases, refletindo o efeito cumulativo da presença de múltiplas cargas de elevada potência conectadas em pontos distintos da rede. Esse desbalanceamento pode comprometer a qualidade da energia elétrica fornecida, afetando o desempenho de equipamentos trifásicos e aumentando as perdas técnicas.

Comentários Gerais

No Cenário 3, observa-se uma alteração significativa no perfil de tensão do barramento 888, caracterizada por uma redução mais acentuada dos níveis de tensão ao longo do dia, em comparação ao observado no Cenário 2. Esse comportamento evidencia um fenômeno de afundamento de tensão, no qual os valores de tensão permanecem persistentemente abaixo dos níveis ideais, especialmente durante os períodos de maior demanda.

Apesar dessa queda mais pronunciada na tensão, os indicadores elétricos associados

ao barramento 888 como as perdas elétricas e a potência aparente — permaneceram praticamente inalterados em relação ao cenário anterior. Esse resultado sugere que a inserção do eletroposto no barramento 840, embora não tenha alterado significativamente o fluxo de potência no barramento 888, provocou um impacto indireto sobre o perfil de tensão local, possivelmente devido ao aumento da corrente circulante no alimentador e à maior queda de tensão ao longo da linha.

A análise indica que o efeito da nova carga instalada no barramento 840 se manifesta de forma mais intensa nas proximidades de sua conexão, afetando o equilíbrio de tensão em barramentos adjacentes, como o 888. Esse tipo de comportamento é típico em sistemas de distribuição com elevada impedância de linha, onde a inserção de cargas concentradas pode causar variações de tensão localizadas, mesmo sem alterações expressivas nos demais parâmetros elétricos.

Portanto, o afundamento de tensão observado no barramento 888 no Cenário 3 reforça a necessidade de considerar não apenas os pontos de conexão direta das novas cargas, mas também os efeitos propagados ao longo do alimentador, que podem comprometer a qualidade da energia em regiões vizinhas.

5.4 Conclusão da Simulação Computacional e Formas de Mitigação

A análise da inserção de eletropostos para recarga de veículos elétricos no sistema *IEEE 34 Barras*, por meio de simulação, permitiu uma avaliação detalhada dos seus impactos na rede de distribuição. Os resultados demonstraram, de forma contundente, que um dos efeitos adversos mais relevantes é a ocorrência de significativos afundamentos de tensão. Essa acentuada degradação dos perfis de tensão, observada com maior severidade nos barramentos mais distantes da subestação (notadamente o 888 e o 840), manifestou-se concomitantemente ao aumento das perdas elétricas e a um desequilíbrio entre as fases. Tais constatações ressaltam os afundamentos de tensão como um desafio primordial na integração de eletropostos ao sistema elétrico.

Principais Impactos Observados na Rede de Distribuição

A análise dos perfis de tensão simulados revelou que a integração de cargas concentradas, representadas pelos eletropostos de recarga de veículos elétricos, induziu significativas quedas de tensão no sistema de distribuição. Tal fenômeno resultou na operação de determinados barramentos sob condições críticas de subtensão, particularmente durante os períodos de pico de demanda energética. Este comportamento compromete a qualidade da energia elétrica fornecida, com potencial para afetar adversamente o

desempenho e a vida útil dos equipamentos conectados à rede.

Adicionalmente, as simulações computacionais demonstraram um incremento expressivo nas perdas elétricas totais do sistema. Esta elevação é diretamente atribuível ao fluxo adicional de corrente demandado pelas estações de recarga. Consequentemente, intensificam-se as perdas por efeito Joule ao longo dos alimentadores da rede de distribuição.

Por fim, constatou-se uma intensificação do desequilíbrio de tensão entre as fases nos cenários que contemplavam a inserção dos eletropostos. Este agravamento é precipuamente decorrente do perfil de carga característico dessas estações de recarga. Tal desequilíbrio pode, por sua vez, ocasionar distorções na forma de onda da tensão e sobrecargas em condutores específicos da rede.

Formas de Mitigação na Literatura

A crescente adoção de veículos elétricos (VEs) impõe desafios à rede de distribuição, como sobrecargas, violações de tensão e deterioração da qualidade da energia. A integração em larga escala de VEs, se não gerenciada, pode comprometer a confiabilidade e eficiência da rede, sendo a distribuição o principal gargalo (DAS et al., 2020; NUTKANI; KHAN, 2023). A literatura propõe diversas estratégias de mitigação:

- **Electric Vehicle Smart Charging (Gerenciamento Inteligente da Recarga de Veículos Elétricos) (EVSC)** O controle do horário e potência de recarga (EVSC) coordena a demanda dos VEs, evitando sobrecargas e otimizando o uso dos ativos de distribuição. Inclui controle de horário/potência e tecnologias como *Vehicle-to-Grid* (Veículo para a Rede) (V2G). *Time-of-Use* (Tarifa por Horário de Uso) (ToU) e *Demand Response* (Resposta à Demanda) (DR) incentivam a recarga em períodos de menor demanda ou alta geração renovável. Algoritmos de otimização (Inteligência Artificial (IA), *Machine Learning* (Aprendizado de Máquina) (ML)) são usados para otimizar os perfis de recarga, podendo reduzir custos e o desperdício de energia renovável (SADEGHIAN et al., 2022; POHL et al., 2025; CAO; WU; CHEN, 2020; DAS et al., 2020)
- **Alocação Ótima de Pontos de Recarga:** A localização e dimensionamento estratégicos das estações de recarga minimizam impactos na rede e otimizam investimentos (VANDET; RICH, 2023; MASTOI et al., 2022). Utilizam-se algoritmos de otimização (PSO, GWO, DGGO+LSTM) (AHMAD et al., 2023; BETTINI et al., 2024) com critérios baseados na rede (proximidade de subestações, perdas, tensão) (AHMAD et al., 2023) ou no usuário (fluxo de tráfego, conveniência) (VANDET; RICH, 2023; BETTINI et al., 2024). A colocação com fontes renováveis é considerada (AHMAD et al., 2023).

- **Reforço da Infraestrutura e Instalação de Reguladores de Tensão:** A recarga de VE pode exigir reforços na infraestrutura (transformadores, condutores) e instalação de dispositivos de regulação de tensão para manter a qualidade e confiabilidade (DAS et al., 2020; NUTKANI; KHAN, 2023; POHL et al., 2025). Reguladores de Tensão em Degraus, Transformadores com Comutador de Taps sob Carga, bancos de capacitores e inversores de estações de recarga são utilizados (MORI et al., 2021; CAO; WU; CHEN, 2020).
- **Energy Storage System (Sistema de Armazenamento de Energia) (ESS) Battery Energy Storage System (Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias) (BESS)** mitigam impactos da recarga, oferecendo flexibilidade e melhorando a resiliência. Realizam alívio de pico (*peak shaving*), carregando em baixa demanda e descarregando em picos, como no projeto E-Lounge. BESS melhoram a qualidade da energia e integram-se a fontes renováveis. Baterias de VEs podem atuar como ESS via V2G (DAS et al., 2020; MONTEIRO et al., 2025).
- **Balanceamento de Fases:** Carregadores monofásicos desbalanceados causam sobrecarga do neutro, perdas e operação ineficiente (MORI et al., 2021; VASSALLO et al., 2025). Estratégias como reconfiguração de fase (*re-phasing*) mostraram reduções no desequilíbrio e perdas. *Step Voltage Regulator* (Regulador de Tensão em Degraus) (SVR) trifásicos com controle individual por fase também compensam desequilíbrios. O incentivo a carregadores trifásicos é outra medida a ser adotada. (MORI et al., 2021; VASSALLO et al., 2025).

Considerações Finais

Em síntese, a expansão da infraestrutura de recarga para veículos elétricos demanda uma abordagem multidisciplinar, combinando planejamento operacional, técnicas de automação e investimentos em infraestrutura para garantir a confiabilidade, a eficiência e a qualidade do fornecimento de energia. O desenvolvimento e a aplicação de soluções de mitigação baseadas em estudos acadêmicos e em experiências reais são essenciais para viabilizar a mobilidade elétrica em larga escala, preservando a integridade dos sistemas de distribuição brasileiros.

6 Conclusão

O presente trabalho se propôs a analisar, de forma detalhada, os impactos decorrentes da expansão da frota de veículos elétricos e híbridos em uma rede, utilizando como referência o sistema IEEE 34 Barras e o *software OpenDSS* como ferramenta principal para a realização das simulações. A escolha desse sistema, amplamente reconhecido em estudos de análise de redes de distribuição, permitiu a construção de cenários representativos e a avaliação criteriosa das consequências operacionais advindas da eletrificação do setor de transportes.

Inicialmente, procedeu-se à definição e justificativa dos cenários de estudo, contemplando a operação do sistema em sua configuração padrão, a introdução de um eletroposto de recarga rápida e, por fim, a instalação de dois eletropostos em pontos distintos da rede. Essa abordagem possibilitou a observação dos efeitos gradativos da adição de cargas concentradas, simulando situações plausíveis de expansão da infraestrutura de recarga em ambientes urbanos e/ou rurais.

Os resultados das simulações evidenciaram que a inserção de pontos de recarga rápida, especialmente em barramentos localizados em regiões distantes da subestação, induziu quedas significativas nos níveis de tensão, comprometendo o atendimento aos limites regulamentares estabelecidos pelas normas técnicas brasileiras. Observou-se ainda um aumento expressivo das perdas totais do sistema, sobretudo nos cenários com múltiplos eletropostos, o que impacta diretamente a eficiência energética e os custos operacionais das concessionárias de distribuição.

A análise dos perfis de tensão revelou a ocorrência de situações críticas de subtensão durante os períodos de maior demanda, ressaltando a vulnerabilidade da rede frente à integração de cargas de elevada potência em pontos estratégicos do alimentador. Além disso, o desequilíbrio entre as fases tornou-se mais evidente nos cenários com maior número de eletropostos, indicando a necessidade de estratégias para mitigação desse efeito, tais como a redistribuição equilibrada das cargas ou o uso de compensadores estáticos.

As simulações em regime permanente e em séries temporais foram fundamentais para captar não apenas o comportamento estático da rede, mas também suas variações dinâmicas ao longo do dia. Isso permitiu identificar horários críticos e padrões de consumo associados ao perfil de utilização dos veículos elétricos, ressaltando a importância de considerar tais aspectos no planejamento e na operação dos sistemas de distribuição.

A utilização do *OpenDSS* mostrou-se altamente eficaz para a avaliação dos impactos provocados pela mobilidade elétrica, fornecendo subsídios técnicos robustos para a tomada de decisão por parte das concessionárias, órgãos reguladores e planejadores do setor elétrico.

A flexibilidade do *software* possibilitou a modelagem detalhada das cargas, a implementação de diferentes topologias de rede e a realização de análises de sensibilidade para múltiplos parâmetros operacionais.

Diante dos achados, pode-se concluir que a rápida expansão da mobilidade elétrica no Brasil poderá exigir adaptações substanciais na rede de distribuição. Entre as principais medidas recomendadas, destacam-se o reforço da capacidade dos alimentadores, a modernização dos sistemas de proteção e automação, e a incorporação de soluções tecnológicas avançadas para mitigação de quedas de tensão, perdas elétricas e desequilíbrios de carga.

Recomenda-se, para trabalhos futuros, a investigação de estratégias de gerenciamento ativo da demanda, como o uso de sistemas de resposta à demanda, tarifação dinâmica e coordenação inteligente do carregamento dos veículos. Sugere-se também a integração de fontes renováveis distribuídas, como sistemas fotovoltaicos, que podem contribuir para a redução do impacto das novas cargas sobre a rede. Além disso, a expansão da análise para alimentadores reais brasileiros, utilizando dados da Base de Dados Geográfica da Distribuidora, a avaliação de diferentes topologias de recarga e a simulação de cenários com maior penetração de veículos elétricos podem fornecer *insights* valiosos para o desenvolvimento de políticas públicas e investimentos em infraestrutura.

Por fim, ressalta-se a necessidade de estudos contínuos diante da rápida evolução das tecnologias de mobilidade elétrica, das tendências de urbanização e das políticas de incentivo ao transporte sustentável. Somente com uma abordagem integrada, multidisciplinar e baseada em evidências, será possível garantir a eficiência, a confiabilidade e a sustentabilidade do sistema elétrico brasileiro em um cenário de crescente eletrificação do setor veicular.

Referências Bibliográficas

ABB. *Terra 54 – 50 kW DC Fast Charging Station (NA Version)*. 2022. <<https://e-mobility.abb.com/>>. Data sheet, accessed in 2025. Citado na página 46.

ABVE Data - Associação Brasileira do Veículo Elétrico. 2025. Dados consultados em março de 2025. Disponível em: <<https://abve.org.br/abve-data/>>. Citado 4 vezes nas páginas 20, 21, 36 e 37.

AGENCY, I. E. *Global EV Outlook 2023*. IEA, 2023. Acesso em: 21 mar. 2025. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>>. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 19.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *PRODIST – Módulo 8: Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica*. Brasília, Brasil, 2021. Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Citado 4 vezes nas páginas 27, 28, 50 e 57.

AHMAD, S. et al. Optimizing electric vehicle charging station placement: Comparative analysis of evolutionary programming, particle swarm optimization and grey wolf optimization. *International Journal of Electrical and Electronics Engineering (IJEED)*, v. 10, n. 4, p. 30–39, 2023. Citado na página 74.

ALDABO, R. *Qualidade na Energia Elétrica*. São Paulo, SP: Artiliber, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 66.

AOYAGUE, C. *Análise integrada de impactos ambientais e energéticos*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, 2024. Tese disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/items/9a58e156-9262-41d4-b1fb-25707df42ea4>>. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/items/9a58e156-9262-41d4-b1fb-25707df42ea4>>. Citado na página 24.

ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R.; CHEN, S. *Power System Quality Assessment*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2000. Citado na página 16.

BAGGINI, A. B. *Handbook on Power Quality*. [S.l.]: J. Wiley, 2008. Citado na página 16.

BETTINI, L. et al. Optimization of classification model for electric vehicle charging station placement using dynamic graylag goose algorithm. *Frontiers in Energy Research*, v. 12, p. 1391085, 2024. Citado na página 74.

BLOOMBERGNEF. *Electric Vehicle Outlook 2023*. 2023. Acesso em: 21 mar. 2025. Disponível em: <<https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>>. Citado na página 19.

BRASIL, I. Comparação das emissões de gases de efeito estufa no ciclo de vida. 2023. Disponível para download em: <<https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/10/Brazil-LDV-LCA-report-A4-PORT-v4.pdf>>. Disponível em: <<https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/10/Brazil-LDV-LCA-report-A4-PORT-v4.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.

- CAMARGO, M. *Fotografia publicada pela Agência Brasil*. 2025. <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/fotos>>. Crédito: Marcelo Camargo / Agência Brasil. Acesso gratuito conforme política da EBC. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br>>. Citado na página 22.
- CAO, C.; WU, Z.; CHEN, B. Electric vehicle–grid integration with voltage regulation in radial distribution networks. *Energies*, v. 13, n. 7, p. 1802, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 74 e 75.
- CEPAL. *Frota Pública Sustentável: Estudo de caso*. [S.l.], 2023. Relatório completo disponível em: <<https://archivo.cepal.org/pdfs/bigpushambiental/Caso40-FrotaPublicaSustentavel.pdf>>. Disponível em: <<https://archivo.cepal.org/pdfs/bigpushambiental/Caso40-FrotaPublicaSustentavel.pdf>>. Citado na página 24.
- CEREIJO, C. *Tomada de carro elétrico: conheça os tipos de plugue de carregamento*. 2024. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://autoesporte.globo.com/carros/carros-eletricos-e-hibridos/noticia/2024/08/tomada-carro-eletrico-tipos-de-plugue-carregamento.ghtml>>. Citado na página 35.
- CHUN-LIN, G. et al. Impact of electric vehicle charging on power grid. In: *2011 International Conference on Electrical and Control Engineering*. Yichang: [s.n.], 2011. Citado na página 16.
- CUI, J. et al. Research on impact and utilization of electric vehicle integration into power grid. In: *2018 Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*. Shenyang, China: [s.n.], 2018. Citado na página 16.
- DAS, H. S. et al. Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 120, p. 109618, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 74 e 75.
- DELIBERATO, A. *Quais os tipos de conectores de carros elétricos? Veja as diferenças*. 2022. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://www.webmotors.com.br/wm1/noticias/quais-os-tipos-de-conectores-de-carros-eletricos>>. Citado na página 32.
- EVB. *CCS vs CHAdeMO: 5 principais diferenças no carregamento de veículos elétricos*. 2024. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://www.evb.com/pt/ccs-vs-chademo/>>. Citado na página 34.
- FEI, P. *Infraestrutura e recarga: os principais desafios para o carro elétrico no Brasil*. 2022. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://portal.fei.edu.br/noticia/1778/infraestrutura-e-recarga-os-principais-desafios-para-o-carro-eletrico-no-brasil>>. Citado na página 31.
- G1. *Carros eletrificados: veja os mais vendidos*. 2024. G1 – Carros. <<https://g1.globo.com/carros/noticia/2024/11/15/carros-eletrificados-veja-os-mais-vendidos.ghtml>>. Citado na página 16.
- HARISH, B. N.; SURENDRA, U. A review on power quality issues in electric vehicle interfaced distribution system and mitigation techniques. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, v. 24, n. 2, p. 1011–1023, 2021. Citado 4 vezes nas páginas 26, 28, 29 e 65.

- HAYTZMANN, G.; CIEPLINSKI, A. Tecnologias de propulsão e emissões de co₂e: Comparação de veículos elétricos e híbridos no brasil. *ICCT Brasil*, 2025. Estudo publicado em março de 2025. Disponível em: <<https://canalve.com.br/carros-eletricos-emitem-ate-81-menos-co2e-que-media-nacional/>>. Citado na página 24.
- IEEE Power Engineering Society. *IEEE 34 Node Test Feeder*. 2004. <<https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 21 maio 2025. Citado na página 39.
- INSTITUTE, E. V. *EV Institute*. 2025. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<http://www.ev-institute.com>>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE Std 1159-2019: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. [S.l.]: IEEE, 2019. Standard IEEE. Citado na página 27.
- International Electrotechnical Commission. *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*. Geneva, CH, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.
- KEMPTON, W.; TOMIĆ, J. Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. *J. Power Sources*, v. 144, n. 1, p. 280–294, 2005. Citado na página 16.
- KENNEDY, B. W. *Power Quality Primer*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 2000. Citado na página 16.
- Livoltek. *Carregador Veicular CC 60kW M0601000E3 – Ficha Técnica*. 2023. <<https://www.livoltek.com/>>. Ficha técnica do carregador CC 60kW modelo M0601000E3, acessado em 2025. Citado na página 45.
- LUGENERGY. *Tipos de Carregamento para Veículos Elétricos | 4 Modos*. 2023. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://www.lugenergy.com.br/tipos-de-carregamento-veiculos-eletricos/>>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 32.
- MASTOI, M. S. et al. An in-depth analysis of electric vehicle charging station infrastructure, policy implications, and future trends. *Energy Reports*, v. 8, p. 11504–11529, 2022. Citado na página 74.
- Michelin. *Veículos Elétricos: quais são os tipos de conectores de recarga*. 2025. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://www.michelin.com.br/auto/conselhos/guia-veiculo-eletrico/veiculos-eletricos-quais-sao-os-tipos-de-conectores-de-recarga>>. Citado na página 34.
- Minas France. *Descubra os tipos de conectores para recarga de carro elétrico*. 2024. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://minasfrance.com.br/blog/descubra-os-tipos-de-conectores-para-recarga-de-carro-eletrico-renault-minas-france>>. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.
- MONTEIRO, A. et al. Integrating battery energy storage systems for sustainable ev charging infrastructure. *World Electric Vehicle Journal*, v. 16, n. 3, p. 147, 2025. Citado na página 75.

MORI, H. et al. Unbalanced voltage compensation with optimal voltage controlled regulators and load ratio control transformer. *Energies*, v. 14, n. 11, p. 2997, 2021. Citado na página 75.

MOVE, C. *Infraestrutura de recarga para veículos elétricos e híbridos plug in no Brasil*. 2022. <https://www.canalmove.com/noticias/Infraestrutura>Acesso em: 27 abr. 2025. Citado na página 31.

MOVER: Novo programa amplia ações para mobilidade verde e descarbonização. 2023. Governo Federal do Brasil. Disponível em: <<https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2023/12/mover-novo-programa-amplia-acoes-para-mobilidade-verde-e-descarbonizacao>>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.

NEOCHARGE. *Tipos de Carregadores para Veículos Elétricos*. 2023. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carregador-carro-eletrico/tipo-carregador-ve?srsId=AfmBOoq9eH6BdRIG7pYaXds4Rz9Y9GcaEe6BWijmBPB-na384YrdmZcA>>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 32.

NeoCharge. *Tipos de Plugues e Tomadas para Carros Elétricos*. 2025. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carregador-carro-eletrico/tipo-conector-veiculo-eletrico>>. Citado 3 vezes nas páginas 32, 33 e 34.

NeoSolar. *Tipos de Plugues e Tomadas para Carros Elétricos*. 2025. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/tipo-conector-veiculo-eletrico>>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

NUTKANI, I.; KHAN, W. Electric vehicles impact on distribution network demand and power quality. In: *2023 IEEE International Conference on Energy Technologies for Future Grids (ETFG)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 74 e 75.

POHL, E. et al. Evaluating load coincidence and distribution grid impacts of residential ev charging. *Research Square (Preprint)*, 2025. Preprint, actual journal publication may differ. Citado 2 vezes nas páginas 74 e 75.

QIN, Z.; WANG, L.; BAUER, P. Review on power quality issues in ev charging. In: *2022 IEEE 20th International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 360–366. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.

QUATRO RODAS. *Frota de carros elétricos e híbridos do Brasil triplicou em três anos*. 2025. Acesso em: abr. 2025. Disponível em: <<https://quatorrodas.abril.com.br/noticias/frota-de-carros-eletricos-e-hibridos-do-brasil-triplicou-em-tres-anos>>. Citado na página 16.

RAM, R. S. B.; MALLIKARJUNA, M. N. Analysis of the impact of electric vehicle charging station on power quality issues. *Journal of Energy Engineering and Thermodynamics*, v. 3, n. 4, p. 16–21, 2023. Citado 4 vezes nas páginas 26, 28, 29 e 65.

SADEGHIAN, O. R. et al. A comprehensive review on electric vehicles smart charging: Solutions, strategies, technologies, and challenges. *Journal of Energy Storage*, v. 54, p. 105241, 2022. Citado na página 74.

- SASAKI, H. Y. *Impactos dos veículos elétricos no sistema elétrico brasileiro*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, 2021. Dissertação completa disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/bitstreams/6a0a709a-9f17-48db-9486-ba00443d7948/download>>. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/bitstreams/6a0a709a-9f17-48db-9486-ba00443d7948/download>>. Citado na página 24.
- SILVA, J.; SANTOS, M. Revisão sistemática sobre ciclo de vida de baterias. *Revista de Energia Sustentável*, v. 12, n. 3, p. 45–67, 2025. Pré-publicação disponível em: <<https://www.semanticscholar.org/paper/1cec18fcd74ed9ce6d33049933a4d6c259fb46fd>>. Disponível em: <<https://www.semanticscholar.org/paper/1cec18fcd74ed9ce6d33049933a4d6c259fb46fd>>. Citado na página 24.
- SOCIETY, I. P. . E. *Resources – IEEE PES Distribution Test Feeders*. 2025. Acesso em: 21 mar. 2025. Disponível em: <<https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Citado na página 16.
- SUSTENTABILIDADE, P. *Infraestrutura de recarga para veículos elétricos gera desafios e oportunidades*. 2023. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://portalsustentabilidade.com/2024/09/10/infraestrutura-de-recarga-para-veiculos-eletricos-gera-desafios-e-oportunidades/>>. Citado na página 31.
- TUPIMOB. *Infraestrutura de pontos de recarga para carros elétricos no Brasil*. 2023. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://tupimob.com/ponto-de-recarga-carro-eletrico/>>. Citado na página 31.
- VANDET, C. A.; RICH, J. Optimal placement and sizing of charging infrastructure for evs under information-sharing. *Technological Forecasting and Social Change*, v. 187, p. 122201, 2023. Citado na página 74.
- VASSALLO, M. et al. Phase reconfiguration for power distribution networks with high ders penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2025. Details to be confirmed upon actual publication. Based on pre-publication information.[1, 2]. Citado na página 75.
- Voolta. *Conectores para carros elétricos disponíveis no Brasil*. 2023. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <<https://voolta.com.br/blog/conectores-carros-brasil/>>. Citado na página 32.

ANEXO A – Dados do Sistema IEEE de 34 Barras

O presente anexo reúne todos os dados utilizados na modelagem completa do sistema *IEEE* de 34 barras no *software OpenDSS*, servindo como base para as simulações e análises desenvolvidas ao longo deste trabalho.

Tabela 18 – Dados dos Transformadores

Transformador	kVA	kV (Alta)	kV (Baixa)	R (%)	X (%)
Subestação	2500	69 - D	24,9 - Gr. W	1	8
XFM-1	500	24,9 - Gr. W	4,16 - Gr. W	1,9	4,08

Tabela 19 – Dados de Carga

Barra	Modelo da Carga	Ph-1 (kW)	Ph-1 (kvar)	Ph-2 (kW)	Ph-2 (kvar)	Ph-3 (kW)	Ph-4 (kvar)
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10

Tabela 20 – Configuração da Linha Aérea

Config.	Conf. Fase	Fase ACSR	Neutro ACSR	Spacing ID
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Tabela 21 – Capacitores *Shunt*

Barra	Ph-A (kvar)	Ph-B (kvar)	Ph-C (kvar)
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Tabela 22 – Dados dos Segmentos de Linha

Barra A	Barra B	Comprimento (pés)	Config.
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	301
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	302
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
856	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

Tabela 23 – Dados do Regulador 1

Parâmetro	Valor
ID do Regulador	1
Segmento da Linha	814 – 850
Localização	814
Fases	A - B - C
Conexão	3-Ph, LG
Fase de Monitoramento	A - B - C
Banda de Regulação	2.0 volts
Relação de TP	120
Primário do TC	100

Configuração	Ph-A	Ph-B	Ph-C
<i>R-Setting</i>	2,7	2,7	2,7
<i>X-Setting</i>	1,6	1,6	1,6
Tensão (V)	122	122	122

Tabela 24 – Dados do Regulador 2

Parâmetro	Valor
ID do Regulador	2
Segmento da Linha	852 – 832
Localização	852
Fases	A - B - C
Conexão	3-Ph, LG
Fase de Monitoramento	A - B - C
Banda de Regulação	2,0 volts
Relação do TP	120
Primário do TC	100

Configuração	Ph-A	Ph-B	Ph-C
<i>R-Setting</i>	2,5	2,5	2,5
<i>X-Setting</i>	1,5	1,5	1,5
Tensão (V)	124	124	124