

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**OSCAR MAURICIO HERNÁNDEZ GÓMEZ**

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DA RECARGA RÁPIDA DE  
VEÍCULOS ELÉTRICOS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA**

**TD 21/2024**

**BELÉM DO PARÁ - BRASIL**

**2024**

**OSCAR MAURICIO HERNÁNDEZ GÓMEZ**

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DA RECARGA RÁPIDA DE  
VEÍCULOS ELÉTRICOS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto de Tecnologia da Universidade Federal do Pará como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira

**TD 21/2024**

**BELÉM DO PARÁ - BRASIL**

**2024**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD  
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará  
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a)  
autor(a)

---

G633a Gómez, Oscar Mauricio Hernández.  
AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DA  
RECARGA RÁPIDA DE VEÍCULO ELÉTRICOS NOS  
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA /  
Oscar Mauricio Hernández Gómez. — 2024.  
100 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira  
Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Pará,  
Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, Belém, 2024.

1. Queda de tensão. 2. Recarga rápida. 3.  
Sazonalidade. 4. Sistema de distribuição elétrica. 5.  
Veículo Elétrico. I. Título.

---

CDD 621.3

**“AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DA RECARGA RÁPIDA DE  
VEÍCULO ELÉTRICOS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA”**

**AUTOR: OSCAR MAURÍCIO HERNANDEZ GOMEZ**

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO  
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA,  
SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 13/11/2024

**BANCA EXAMINADORA:**

---

**Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira**  
(Orientador - PPGEE/UFPA)

---

**Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Carolina de Mattos Affonso**  
(Avaliadora Interna - PPGEE/UFPA)

---

**Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Ahda Pionkoski Grilo Pavani**  
(Avaliadora Externa - UFABC)

---

**Prof. Dr. Gustavo Marchesan**  
(Avaliador Externo - IFSM)

---

**Prof. Dr. Luiz Eduardo Sales e Silva**  
(Avaliador Externo - UFAM)

**VISTO:**

---

**Prof. Dr. Diego Lisboa Cardoso**  
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

Dedico este trabalho à minha família, aos meus amigos e aos colegas que me apoiaram ao longo de todo este processo.

## **AGRADECIMENTOS**

Quero expressar minha gratidão a todos que, de alguma forma, contribuíram com seu conhecimento ou apoio para a realização deste objetivo. Agradeço especialmente:

Ao meu orientador, Prof. Dr. João Paulo Viera Abreu, por compartilhar seus conhecimentos e orientações ao longo deste caminho.

À empresa DigSILENT, por fornecer o software Power Factory na versão de tese, essencial para o desenvolvimento deste projeto.

Ao PAEC (Programa de Alianças para a Educação e a Capacitação) da OEA (Organização dos Estados Americanos) em parceria com a CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior), pela bolsa de estudo.

Aos meus colegas de sala pelo apoio constante.

## RESUMO

A adoção em massa de veículos elétricos (VEs) está transformando o setor automotivo, impulsionada por preocupações ambientais e avanços tecnológicos. Governos e empresas estão investindo na expansão das redes de recarga, com foco na recarga rápida para atender à crescente demanda. O desenvolvimento de uma infraestrutura sólida de estações de recarga é essencial para eliminar a "ansiedade de autonomia" e incentivar a transição para os VEs. A recarga rápida é fundamental para o sucesso da eletrificação veicular. Com ela, as baterias podem ser carregadas muito mais rapidamente do que com a recarga convencional, o que aumenta a conveniência para os usuários e melhora a experiência geral de uso. À medida que mais estações de recarga rápida são instaladas, a confiança dos consumidores nos VEs cresce, desenvolvendo o caminho para um futuro mais sustentável. Com uma rede de recarga rápida bem distribuída, os VEs se tornam uma alternativa prática aos veículos movidos a combustíveis fósseis, acelerando a transição para uma mobilidade mais verde. Entretanto, a recarga rápida de VEs pode causar impactos técnicos nas redes de média tensão. A alta demanda de corrente pode resultar em quedas de tensão, especialmente em áreas com infraestrutura de distribuição mais frágil. Transformadores podem ser sobrecarregados, o que diminui sua vida útil e aumenta o risco de falhas. O aquecimento excessivo dos condutores devido à corrente elevada também pode causar perdas e danificar os cabos. Esses desafios ressaltam a necessidade de um planejamento adequado e investimentos na infraestrutura elétrica para suportar o aumento da recarga rápida. Uma análise probabilística do impacto da recarga rápida nas redes de média tensão é crucial. A demanda por energia varia ao longo do ano devido a fatores sazonais, como o uso de ar-condicionado no verão e aquecedores no inverno. A recarga rápida adiciona uma carga considerável à rede, que pode coincidir com esses picos de demanda, agravando os desafios de gestão. A instalação de vários pontos de recarga pode causar flutuações de tensão e sobrecargas. A análise probabilística ajuda a prever esses impactos e desenvolver estratégias de mitigação, simulando cenários de recarga e comportamentos de usuários. Isso permite um planejamento mais preciso da infraestrutura, incluindo reforços na rede e melhorias para garantir a confiabilidade do fornecimento. Esta tese propõe uma metodologia probabilística para avaliar o impacto da recarga rápida de veículos elétricos em redes de distribuição de média tensão, considerando quedas de tensão, carregamento de elementos da rede e comutações do tape do regulador de tensão. Utilizando o software Power Factory da DigSILENT®, simula-se um alimentador real no Brasil, analisando diferentes casos de estudo. São conectados três eletropostos (EP), cada um com seis pontos de recarga de 100 kVA, totalizando 600KVA por cada EP. O perfil de recarga dos EP é programado com variáveis estocásticas. Por fim, apresenta-se uma estratégia de controle Volt/Var para mitigar o impacto na queda de tensão e nas comutações do tape do regulador, permitindo a injeção de potência reativa sem necessidade de comunicação entre os pontos de recarga.

**Palavras-chave:** Queda de tensão. Recarga rápida. Sazonalidade. Sistema de Distribuição Elétrica. Veículo Elétrico.

## ABSTRACT

The mass adoption of electric vehicles (EVs) is transforming the automotive sector, driven by environmental concerns and technological advancements. Governments and companies are investing in the expansion of charging networks, focusing on fast charging to meet the growing demand. Developing a robust infrastructure of charging stations is essential to eliminate “range anxiety” and encourage the transition to EVs. Fast charging is crucial for the success of vehicle electrification. It allows batteries to be charged much more quickly than conventional charging, increasing convenience for users and improving the overall user experience. As more fast-charging stations are installed, consumer confidence in EVs grows, paving the way for a more sustainable future. With a well-distributed fast-charging network, EVs become a practical alternative to fossil fuel-powered vehicles, accelerating the transition to greener mobility. However, fast charging of EVs can cause technical impacts on medium voltage networks. The high current demand can result in voltage drops, especially in areas with weaker distribution infrastructure. Transformers can be overloaded, reducing their lifespan and increasing the risk of failures. Excessive heating of conductors due to high current can also cause losses and damage cables. These challenges highlight the need for proper planning and investments in electrical infrastructure to support the increase in fast charging. A probabilistic analysis of the impact of fast charging on medium voltage networks is crucial. Energy demand varies throughout the year due to seasonal factors, such as the use of air conditioning in summer and heaters in winter. Fast charging adds a considerable load to the network, which can coincide with these demand peaks, exacerbating management challenges. The installation of multiple charging points can cause voltage fluctuations and overloads. Probabilistic analysis helps predict these impacts and develop mitigation strategies by simulating charging scenarios and user behaviors. This allows for more precise infrastructure planning, including network reinforcements and improvements to ensure supply reliability. This thesis proposes a probabilistic methodology to evaluate the impact of fast charging of electric vehicles on medium voltage distribution networks, considering voltage drops, network element loading, and regulator tap changes. Using the Power Factory software by DlgSILENT<sup>®</sup>, a real feeder in Brazil is simulated, analyzing different case studies. Three fast charging stations (FCS) are connected, each with six charging points of 100 kVA, totaling 600 kVA per EP. The charging profile of the EPs is programmed with stochastic variables. Finally, a Volt/Var control strategy is presented to mitigate the impact on voltage drops and regulator tap changes, allowing reactive power injection without the need for communication between charging points.

**Keywords:** Electric Vehicle. Electric Power Distribution System. Fast charging. Seasonality. Voltage drops.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 - Emissão de CO <sub>2</sub> no mundo, devida à combustão e processos industriais. ....   | 15 |
| Figura 2 - Emissões de CO <sub>2</sub> de transporte terrestre em milhões de toneladas do ano 2019 até 2022. ....  | 16 |
| Figura 3 - Previsão de demanda de energia elétrica para 2030 e 2035 por modo e região no mundo. ....   | 18 |
| Figura 4 - Classificação para análise da literatura atual. ....  | 25 |
| Figura 5 - Classificação dos impactos da recarga apresentados nos artigos analisados. ....   | 25 |
| Figura 6 - Previsão de mercado de veículos elétricos em unidades segundo região do mundo. ....   | 37 |
| Figura 7 - Vendas de VE 2010-2023. ....  | 37 |
| Figura 8 - Aumento esperado de veículos elétricos leves e de combustão até 2030. ....  | 38 |
| Figura 9 - Resumo dos principais padrões ISO/IEC para recarga de VE. ....  | 38 |
| Figura 10 - Pontos de recarga públicos e privados instalados para veículos leves por classificação de potência, 2015-2023. ....  | 40 |
| Figura 11 - Representação dos protocolos mais comuns para recarga rápida. ....   | 43 |
| Figura 12 - Distribuição temporal de VE com requerimentos de recarga rápida. ....  | 44 |
| Figura 13 - Estado de carga de veículos que chegam aos eletropostos. ....  | 45 |
| Figura 14 - Distribuição do tempo de início de recarga na Suécia e na Noruega. ....  | 45 |
| Figura 15 - Procedimento de simulação dos modelos Quase Dinâmicos. ....  | 47 |
| Figura 16 - Esquema simbólico de integração de um modelo Quase Dinâmico a um elemento da rede. ....  | 48 |
| Figura 17 - Fluxograma do método probabilístico planteado. ....  | 49 |
| Figura 18 - Esquema de um eletroposto de recarga rápida. ....  | 51 |
| Figura 19 - Distribuições de probabilidade de Weibull usadas para SOCini e SOCfin: (a) Com forma = 3 e escala = 20 para SOCini; (b) Com forma = 13 e escala = 80 para SOCfin. .... | 52 |
| Figura 20 - Fluxograma para gerar o perfil de carga do EP. ....  | 55 |
| Figura 21 – Continuação. ....  | 56 |
| Figura 22 – Continuação. ....  | 58 |
| Figura 23 - Diagrama do processo para gerar o perfil de carga de um EP. ....   | 60 |
| Figura 24 - Exemplo de perfis de carga diários dos VEs para seis pontos de recarga. ....   | 61 |
| Figura 25 - Alimentador BENBN-01 e eletropostos para o cenário dois. ....  | 62 |
| Figura 26 - Alimentador hipotético de 4 barras. ....   | 63 |
| Figura 27 - Perfil de tensão anual na barra B_389. ....  | 64 |
| Figura 28 - Gráfico de Caixa da tensão na barra B_389. ....  | 65 |
| Figura 29 - Perfil do carregamento anual do alimentador. ....  | 66 |
| Figura 30 - Gráfico de Caixa do carregamento do alimentador. ....  | 66 |
| Figura 31 - Perfil anual do carregamento do regulador. ....  | 67 |
| Figura 32 - Gráfico de Caixa do carregamento do regulador. ....  | 68 |
| Figura 33 - Gráfico de Caixa da percentagem das perdas técnicas. ....  | 69 |
| Figura 34 - Probabilidade do limite de violação de perdas técnicas e subtensão para um ano. ....   | 70 |
| Figura 35 - p-valores do teste de Mann-Whitney para a tensão na barra B_389. ....  | 72 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 36 - p-valores do teste de Mann-Whitney para perdas no alimentador.....   | 73 |
| Figura 37 - Gráfico de barras do TCO em 5 de setembro de 2019. ....  | 76 |
| Figura 38 - Gráfico de sensibilidade a) e mapa de calor b) das probabilidades de violação do limite de subtensão. .... | 78 |
| Figura 39 - Gráfico de sensibilidade a) e mapa de calor b) do número de operações do tape. ....                        | 80 |
| Figura 40 - Injeção de potência reativa para mitigar o problema caracterizado. ....                                    | 82 |
| Figura 41 - Configuração dos EP no alimentador para testar a estratégia proposta de mitigação de problemas ....        | 84 |
| Figura 42 - Configuração de estratégias de mitigação para os casos testados. ....                                      | 85 |
| Figura 43 - Gráfico de caixas da tensão na barra B_389. ....   | 86 |
| Figura 44 - Diagrama de probabilidades de violação do limite de subtensão e redução percentual.....                    | 86 |
| Figura 45 - Número de operações do tape e percentagem de diminuição para cada caso testado.....                        | 87 |
| Figura 46 - Gráfico de caixas da posição média do tape do regulador. ....  | 88 |

## LISTA DE TABELAS

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1 - Listado de artigos e tópicos relacionados com a atual pesquisa.....  | 26 |
| Tabela 2 - Resumo dos modos de carga segundo a norma IEC 61851-1.....   | 39 |
| Tabela 3 - Classificação dos níveis de recarga de VE. ....  | 39 |
| Tabela 4 - Características de recarga de VE de diferentes fabricantes. ....   | 41 |
| Tabela 5 - Valores aleatórios para a capacidade da bateria. ....  | 53 |
| Tabela 6 - Parâmetros das distribuições de probabilidade usadas para os VEs em um ponto de recarga .....                                      | 54 |
| Tabela 7 - Cenários de estudo para a caracterização do problema de queda de tensão e número de operações do tape do regulador de tensão. .... | 74 |
| Tabela 8 - Probabilidades de violações de limite de tensão para a caracterização do problema. ....  | 75 |
| Tabela 9 - Impacto na operação do tape devido à inserção de eletropostos na rede de distribuição. ....  | 76 |
| Tabela 10 - Resistência (R), Reatância (X) e relação R/X do alimentador utilizados para o teste de sensibilidade.....                         | 77 |
| Tabela 11 - Probabilidades de violação do limite de subtensão como uma função de PL e R/X.....  | 78 |
| Tabela 12 - Número de operações do tape como uma função de PL e R/X. ....   | 79 |

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

### LISTA DE ABREVIATURAS

|      |                   |
|------|-------------------|
| E    | Energia           |
| EP   | Eletroposto       |
| FP   | Fator de Potência |
| Gt   | Giga toneladas    |
| h    | Horas             |
| Max. | Máximo            |
| min  | Minuto            |
| Min. | Mínimo            |
| P    | Potência ativa    |
| Q    | Potência reativa  |
| S    | Potência aparente |

### LISTA DE SIGLAS

|           |   |
|-----------|---|
| AC/DC     | Alternating Current / Direct Current                        |
| AD        | Anderson-Darling  |
| AP        | Actual Path   |
| AT/MT     | Alta tensão / Media Tensão                                  |
| BEV       | Battery Electric Vehicle                                    |
| BT        | Baixa Tensão  |
| CAPES     | Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior |
| CC-CV     | Constant Current-Constant Voltage                           |
| CCS       | Combined Charging System                                    |
| CHAdEMO   | CHArge de MOve  |
| CP-CV     | Constant Power-Constant Voltage                             |
| CSQD      | Controle da Simulação Quase Dinâmica                        |
| DC/DC     | Direct Current / Direct Current                             |
| DMS       | Distribution Management System                              |
| D-STATCOM | Distribution Static Synchronous Compensator                 |
| EMC       | Electro-Magnetic Compatibility                              |
| FCEV      | Fuell Cell Electric Vehicle                                 |
| FCS       | Fast Charging Station                                       |
| GB/T      | Padrão Chinês   |
| HEV       | Hybrid Electric Vehicle                                     |
| HVDC      | High Voltage Direct Current                                 |
| IEA       | International Energy Agency                                 |
| IEC       | International Electrotechnical Commission                   |
| ISO       | International Organization for Standardization              |
| Li-íon    | Iones de Lítio  |

|         |   |
|---------|---|
| MCC-CV  | Multistage Constant Current-Constant Voltage                    |
| MT      | Media Tensão  |
| MT/BT   | Media Tensão / Baixa Tensão                                     |
| NHTS    | United States National Household Travel Survey                  |
| NPC     | Neutral Point Clamp   |
| NREL    | National Renewable Energy Laboratory                            |
| OICA    | OICA: Organisation Internationale des Constructeurs Automobiles |
| OLTC    | On Load Tap Changing  |
| PHEV    | Plug-in Hybrid Electric Vehicle                                 |
| Qdsl    | Quasy-Dynamic Simulation  |
| SAE     | Sistema de Alimentação Eletrônico                               |
| SLP     | Shortest Length Path  |
| SOC     | State of Charge   |
| STATCOM | Static Synchronous Compensator                                  |
| STP     | Shortest Time Path  |
| STS     | Sequential Time Simulations                                     |
| SVR     | Step Voltage Regulator  |
| THD     | Total Harmonic Distortion                                       |
| TS-DPF  | Time Series Distribution Power Flow                             |
| V2G     | Vehicle to Grid   |
| VCP     | Variable Current Profile  |
| VE      | Veículo Elétrico  |
| VSC     | Voltage Source Converter  |

## SUMÁRIO

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1 INTRODUÇÃO</b> .....   | <b>15</b> |
| 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO.....   | 15        |
| 1.2 MOTIVAÇÃO .....   | 17        |
| 1.3 OBJETIVOS .....   | 21        |
| 1.3.1 Objetivo geral.....   | 21        |
| 1.3.2 Objetivos específicos .....   | 21        |
| 1.4 CONTRIBUIÇÕES ORIGINAIS.....  | 21        |
| 1.5 REVISÃO DA LITERATURA.....  | 23        |
| 1.6 ORGANIZAÇÃO DA TESE .....   | 35        |
| <b>2 RECARGA RÁPIDA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS</b> .....   | <b>36</b> |
| 2.1 TIPOS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS .....   | 36        |
| 2.2 CRESCIMENTO E PREVISÃO DAS VENDAS DE VE .....   | 36        |
| 2.3 NORMATIVIDADE E RECARGA DE VE .....   | 38        |
| 2.4 INFRAESTRUTURA E RECARGA DE VE.....   | 40        |
| 2.5 BATERIAS E ASPECTOS FUNDAMENTAIS EM VE .....  | 41        |
| 2.6 MODELOS ESTATÍSTICOS DE RECARGA DE VE .....   | 44        |
| 2.7 MODELOS DE CARGA DE VE PARA SIMULAÇÃO.....  | 46        |
| <b>3 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA RECARGA RÁPIDA DE VE NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MT.....</b> | <b>47</b> |
| 3.1 MODELAGEM QUASE-DINÂMICA DE UM ELETROPOSTO .....  | 51        |
| 3.2 GERAÇÃO ESTOCÁSTICA DOS PERFIS PARA A RECARGA .....   | 54        |
| <b>4 ESTUDOS DE CASO</b> .....  | <b>62</b> |
| 4.1 ESTUDO DE CASO 1: ALIMENTADOR BENBN-01 SEM COMUTACÃO DO TAPE DO REGULADOR DE TENSÃO .....             | 63        |
| 4.1.1 Avaliação de violação de subtensão.....   | 64        |
| 4.1.2 Avaliação do carregamento do alimentador.....   | 65        |
| 4.1.3 Avaliação de violação de carregamento do regulador de tensão .....                                  | 67        |
| 4.1.4 Avaliação das perdas de potência ativa no alimentador .....   | 68        |
| 4.1.5 Probabilidade de violação de limite dos problemas investigados .....                                | 69        |
| 4.1.6 Relação entre Sazonalidade e as variáveis analisadas .....  | 71        |
| 4.1.6.1 Relação entre Sazonalidade e as variáveis analisadas .....  | 71        |
| 4.1.6.2 Relação entre Sazonalidade e Perdas no Alimentador.....   | 72        |
| 4.2 ESTUDO DE CASO 2: ALIMENTADOR HIPOTETICO DE 4 BARRAS.....   | 73        |
| 4.2.1 Impacto da recarga rápida de VEs na tensão.....   | 74        |
| 4.2.2 Impacto nas operações de mudança do tape do regulador de tensão.....                                | 75        |
| 4.3 ESTUDOS DE SENSIBILIDADE PARA R/X E VARIAÇÕES DO NÍVEL DE PENETRAÇÃO.....                             | 77        |
| 4.3.1 Análise de Sensibilidade da violação do limite de subtensão.....                                    | 77        |
| 4.3.2 Análise de Sensibilidade do número de operações do tape.....  | 79        |
| <b>5 PROPOSTA PARA MITIGAÇÃO DO IMPACTO E APLICAÇÃO EM UMA REDE REAL</b> .....                            | <b>81</b> |
| 5.1 AVALIAÇÃO MEDIANTE SIMULAÇÃO DA SOLUÇÃO PROPOSTA.....   | 84        |
| 5.1.1 Avaliação de violações de subtensão.....  | 85        |
| 5.1.2 Avaliação do incremento no número de operações do tape.....   | 87        |
| <b>6 CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO</b> .....   | <b>89</b> |
| <b>REFERÊNCIAS</b> .....  | <b>92</b> |

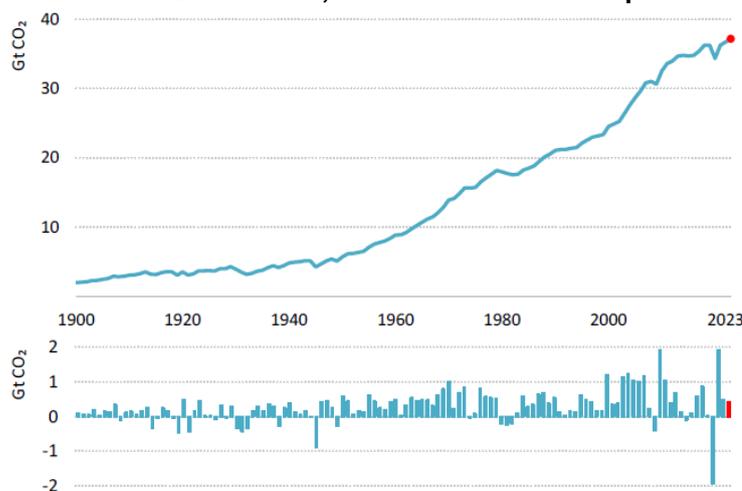
## 1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, são apresentados a contextualização do problema, a motivação para seu desenvolvimento, os objetivos e a revisão da literatura.

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O incremento acelerado de emissões poluentes devido à combustão ou queima de combustíveis fósseis, é uma situação preocupante em todo o mundo. A Agência Internacional de Energia (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023) apresenta a evolução das emissões de dióxido de carbono provenientes da combustão e dos processos industriais, em giga toneladas (Gt) por ano no período de 1900 até 2023. Em 2023 as emissões atingiram 37.4 Gt (Figura 1).

**Figura 1 - Emissão de CO<sub>2</sub> no mundo, devida à combustão e processos industriais.**

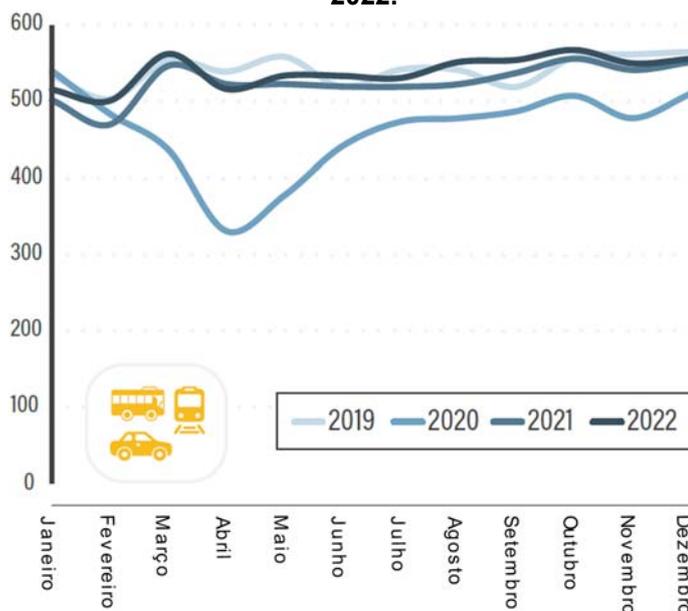


Fonte: Agencia Internacional de Energia 2023 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023).

Adicionalmente, o relatório global de status sobre transporte, Clima e Sustentabilidade (SLOCAT SUSTAINABLE LOW CARBON TRANSPORT.SLOCAT, 2023) apresenta gráficos das emissões globais de CO<sub>2</sub> do transporte terrestre de 2019 a 2022. É possível observar que as emissões totais de CO<sub>2</sub> variaram entre 450 e 550 milhões de toneladas nos anos de 2020 a 2022. Em 2020 houve uma diminuição nas emissões devido à pandemia de COVID-19, atingindo um valor mínimo de aproximadamente 310 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> (Figura 2). A Organização Internacional de Fabricantes de Veículos Motorizados (OICA) mostra que, em 2020,

havia 1.590.276.000 veículos de passageiros e de transporte público em uso no mundo, representando uma taxa de 209 veículos por 1000 habitantes (INTERNATIONAL ORGANIZATION OF MOTOR VEHICLE MANUFACTURERS, 2023).

**Figura 2 - Emissões de CO2 de transporte terrestre em milhões de toneladas do ano 2019 até 2022.**



Fonte: Modificado de SLOCAT 2023 (SLOCAT SUSTAINABLE LOW CARBON TRANSPORT.SLOCAT, 2023).

Por outro lado, a Organização das Nações Unidas na agenda 2030 (UNITED NATIONS GENERAL ASSEMBLY, 2015), inclui entre seus objetivos globais de desenvolvimento sustentável o cuidado com o meio ambiente. Especificamente, no item 11.6, destaca-se: “Até 2030, reduzir o impacto ambiental negativo per capita das cidades, inclusive prestando especial atenção à qualidade do ar...” e, no objetivo número 13, o combate à mudança climática.

Para cumprir esses objetivos, 197 países assinaram, em 2015, o Acordo de Paris (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2015), que visa reduzir as emissões globais de gases de efeito estufa e limitar o aumento da temperatura global em 2 °C.

Como parte da estratégia para combater as mudanças climáticas e promover políticas que visem zero emissões de CO<sub>2</sub>, a União Europeia e seus países parceiros proibiram a venda de veículos novos a gasolina e diesel a partir de 2035 (EUROPEAN

PARLIAMENT, 2019), considerando que os veículos com motor de combustão interna (ICE: Internal Combustion Engine) são um dos principais emissores de CO<sub>2</sub>.

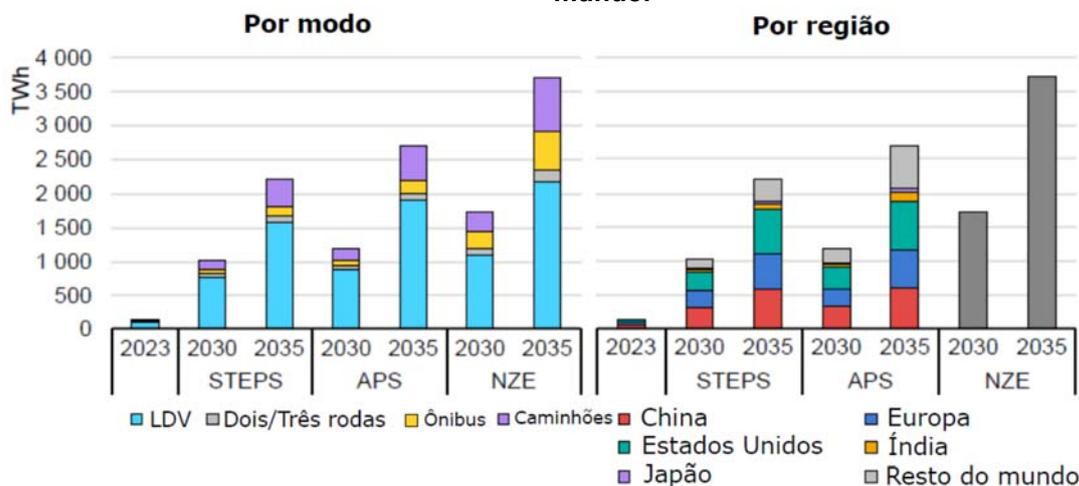
Portanto, para atingir os propósitos mencionados, o aumento do uso de veículos elétricos (VE) é essencial, pois eles não emitem gases poluentes na atmosfera. Diante disso, alguns governos estão formulando políticas para incentivar o uso generalizado dos VEs (BALZHAUSER, 2020; LIEVEN, 2015; RIETMANN; LIEVEN, 2019), incluindo a construção e melhoria de infraestrutura adequada para seu funcionamento (BOUDIER, 2021; CROLIUS, 2021; HILDERMEIER, 2020). Assim, a transição de veículos ICE para VE e as perspectivas de sustentabilidade (KUMAR; ALOK, 2020) devem aumentar consideravelmente a venda de VEs nos próximos anos.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

A Agência Internacional de Energia no “*Global Electric Vehicle outlook 2024*” (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2024) indica que a frota global de VEs consumiu cerca de 130 TWh de energia em 2023, aproximadamente o total da demanda de energia da Noruega no mesmo ano. O relatório também apresenta a previsão da demanda de energia elétrica devida ao uso de VE para o ano 2035 em três cenários: 1. Políticas de estado declaradas (STEPS: Stated Policies Scenarios), 2. Cenário de promessas anunciadas (APS: Announced Pledges Scenario), e 3. Cenário de Emissões Líquidas Zero (NZE: Net Zero Emissions). No primeiro cenário a demanda de energia para 2035 atingirá quase 2200 TWh, no segundo, será de quase 2700 TWh e para o terceiro 3700 TWh (Figura 3).

A maior parte da demanda de energia nos diferentes cenários deve-se ao uso de carregadores lentos, principalmente pelo domínio da recarga privada. No entanto, a infraestrutura de recarga rápida está sendo gradualmente implantada para atender às necessidades de veículos elétricos com baterias de maior capacidade e requisitos de energia, como ônibus e caminhões.

**Figura 3 - Previsão de demanda de energia elétrica para 2030 e 2035 por modo e região no mundo.**



Notas: STEPS = Cenário de Políticas Declaradas; APS = Cenário de Compromissos Anunciados; NZE = Cenário de Emissões Líquidas Zero até 2050; LDV = veículo leve. A análise é realizada para cada região no modelo de transporte dentro do Modelo Global de Energia e Clima da AIE (GEC-Model) separadamente e depois agregada para resultados globais. Para o Cenário NZE, apenas os valores globais são relatados. Os dados regionais podem ser explorados interativamente através do Explorador Global de Dados de VE.

Fonte: Modificado de Global EV outlook 2024 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2024).

O aumento significativo da penetração desses veículos no transporte e, conseqüentemente, do consumo de energia para a recarga, implicará em uma série de impactos técnicos e econômicos na rede elétrica (ARIAS-LONDOÑO; MONTOYA; GRISALES-NOREÑA, 2020; DEB et al., 2018; DEB; KALITA; MAHANTA, 2017; HABIB; KAMRAN; RASHID, 2015). A maioria dos sistemas e equipamentos de recarga está conectada à rede (embora existam sistemas de recarga isolados com geração fotovoltaica), seja em locais públicos, eletropostos pagos ou nas residências dos usuários.

Além disso, atualmente existem diversos softwares que permitem avaliar diferentes situações no desenvolvimento da engenharia por meio de simulações. Os sistemas elétricos não são exceção. Portanto, outra motivação para esta pesquisa é usar software especializado para determinar e avaliar possíveis problemas que possam surgir nos sistemas de distribuição de energia elétrica em diferentes cenários devido à recarga rápida de VEs. É importante continuar desenvolvendo ferramentas metodológicas para ajudar os engenheiros das concessionárias a identificar e mitigar os problemas causados pela recarga rápida de VEs.

O desenvolvimento de novos métodos para analisar os impactos técnicos dos carregadores rápidos de VEs nas redes de distribuição pode levar à criação de novos procedimentos de reforço da rede (a serem implementados pelas concessionárias),

bem como ao surgimento de novas tecnologias do lado do usuário (embarcadas nos carregadores). Portanto, é essencial que esses métodos de análise considerem abordagens estocásticas, uma vez que muitas variáveis dos sistemas de recarga de VEs são de natureza aleatória. Por exemplo, para cada recarga de VE, não há certeza sobre o estado de carga das baterias, se o usuário deseja uma recarga parcial ou total, a capacidade das baterias (considerando os diferentes modelos de VE) ou o tempo necessário para a recarga. Assim, é fundamental que as ferramentas de análise de impacto da recarga rápida de VEs sejam baseadas em abordagens probabilísticas.

Adicionalmente, situações como falhas na rede devido a múltiplas causas e a resposta dos sistemas de recarga a essas falhas podem ser analisadas por meio de simulações. Isso permite planejar melhorias na infraestrutura de recarga ou nos sistemas de controle, a fim de evitar possíveis danos aos equipamentos ou ao veículo, caso os elementos de proteção não funcionem.

O que aconteceria na rede se houvesse um grande número de carregadores rápidos consumindo muita energia e ocorresse uma falha, e muitos desses carregadores não desligassem? E se as proteções não funcionassem? Inicialmente, uma avaliação por simulação poderia responder a essas perguntas.

Além disso, devido ao curto tempo de recarga dos VEs, o consumo de energia é alto. Somado a isso, a existência de muitos equipamentos conectados simultaneamente pode causar efeitos negativos na rede elétrica, como quedas de tensão nos alimentadores. Dependendo da hora do dia ou do período do ano em que a recarga for realizada, a tensão se comportará de maneira diferente.

Dada a natureza sazonal da série temporal da recarga rápida de VEs e das demandas de carga tradicionais, as métricas de impacto variam ao longo do ano. Portanto, a sazonalidade dos impactos técnicos deve ser considerada para evitar subestimações ou superestimações em estudos que avaliam o efeito da recarga rápida nas redes de distribuição de energia elétrica. É essencial avaliar esses efeitos por meio de métodos estocásticos, que permitem a inclusão de variáveis aleatórias, proporcionando resultados mais realistas.

Além dos problemas de queda de tensão, podem surgir questões de sobrecarga e aumento da temperatura nos transformadores, reguladores de tensão e nas linhas de distribuição, o que pode exceder suas capacidades térmicas, afetando a vida útil desses equipamentos ou, no pior dos casos, danificando-os completamente.

Assim, uma avaliação dos possíveis impactos em um alimentador real permitirá identificar níveis seguros de operação ou propor melhorias na capacidade do sistema.

Também é crucial para as redes elétricas quantificar o impacto da recarga dos VEs para avaliar e planejar a substituição de equipamentos ou a expansão da infraestrutura, garantindo um serviço adequado e disponibilidade.

Considerando as situações descritas, verifica-se que nas pesquisas atuais sobre a recarga rápida de VEs e seu impacto nas redes de distribuição de média tensão, existem várias lacunas que precisam ser abordadas, tais como:

A literatura atual não apresenta estudos sobre os impactos de sobrecarga térmica em reguladores de tensão e linhas de distribuição devido ao alto consumo de energia das baterias durante a recarga rápida. No entanto, existem trabalhos relacionados aos impactos na rede com sistemas de recarga lenta que não consideram a sazonalidade.

Poucos estudos sobre a recarga rápida de veículos elétricos consideram incertezas relacionadas com a recarga, como o estado de carga da bateria, as diferentes capacidades das baterias dos veículos, as correntes de carga necessárias, entre outros. Além disso, não levam em consideração a sazonalidade. Portanto, é necessário utilizar métodos estocásticos para incluir essas incertezas e a sazonalidade nas simulações de recarga rápida.

Os conversores de potência utilizados nos sistemas de carga rápida possuem controles e técnicas de modulação próprios, mas não há relatos sobre sua possível influência nos impactos na rede de distribuição.

Existem várias técnicas homologadas e outras ainda em investigação para a recarga rápida de baterias de veículos elétricos, que avaliam os tempos de carregamento, o funcionamento e a resposta térmica das baterias. No entanto, não apresentam o possível efeito e influência nas tensões ou no carregamento dos elementos da rede de distribuição.

Por isso, este trabalho busca responder à seguinte questão: Qual é a probabilidade de violação dos limites de queda de tensão e sobrecarga de linhas e reguladores de tensão devido ao efeito da conexão e utilização de carregadores rápidos de veículos elétricos nos sistemas de distribuição de energia elétrica, levando em consideração a sazonalidade?

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo geral

Avaliar probabilisticamente mediante simulação, os impactos técnicos da recarga rápida de veículos elétricos, focados na subtensão e na sobrecarga dos transformadores e condutores, durante um período de um ano, tendo em conta a sazonalidade no perfil de carga, em sistemas de distribuição de média tensão.

### 1.3.2 Objetivos específicos

- Identificar as possíveis variáveis estocásticas presentes no processo de recarga rápida de veículos elétricos.
- Simular a conexão de múltiplos eletropostos para recarga rápida de VE em redes de distribuição de média tensão, levando em consideração as incertezas relevantes no processo de recarga.
- Identificar a natureza paramétrica ou não paramétrica dos dados resultantes da simulação, a fim de selecionar um processo estatístico adequado para avaliar probabilisticamente o impacto da recarga na subtensão e sobrecarga de condutores e transformadores.
- Interpretar os impactos resultantes da simulação, em relação às possíveis variações nas tensões das barras e na carga térmica dos transformadores e condutores no sistema de distribuição.

## 1.4 CONTRIBUIÇÕES ORIGINAIS

- **Método para gerar perfis sintéticos de carga de VEs:** A abordagem emprega várias distribuições de probabilidade para variáveis estocásticas relacionadas ao carregamento de VE e variações sazonais. Um código de software foi desenvolvido para gerar perfis de carga de VE para eletropostos de recarga rápida. O diferencial do método é o código que modela realisticamente um eletroposto com pontos de recarga selecionáveis de

acordo com os requisitos de implementação. Cada ponto de recarga seleciona aleatoriamente o número de VEs a serem recarregados durante o dia e seus horários de chegada, considerando se há uma temporada de férias ou não. Durante a temporada de férias, o carregamento de VEs aumenta. A potência de recarga para cada VE é calculada, considerando a capacidade aleatória da bateria, o estado de carga inicial/final e a duração da recarga. O perfil de carregamento do eletroposto resulta da soma dos perfis de recarga individuais dos VEs ao longo do dia. Este processo é repetido por dias adicionais para cobrir um ano inteiro.

- **Séries temporais de probabilidade de violações de limites nas grandezas:** Embora o estudo se concentre em um alimentador específico no Brasil, é importante notar que a abordagem pode ser aplicada a qualquer alimentador. O estudo avalia as probabilidades mensais de exceder os limites permissíveis para variáveis da rede, como tensão, sobrecarga de elementos e perdas. As séries temporais mensais ao longo de um ano permitem que os engenheiros de rede tomem decisões informadas, mitigando o impacto negativo da recarga rápida de VEs. Esta contribuição preenche uma lacuna na literatura, pois os casos existentes raramente avaliam as probabilidades mensais e anuais de exceder os limites das variáveis da rede.
- **Caracterização e análise do problema de operações excessivas de tape do regulador de tensão devido à subtensão causada pela recarrega rápida de VE em diferentes graus de penetração:** Este estudo caracteriza detalhadamente o problema utilizando dados probabilísticos sintéticos que consideram o comportamento estocástico e as incertezas associadas ao processo de recarga de VE. Os dados sintéticos são combinados com dados medidos do consumo de potência das cargas conectadas ao alimentador. A análise inclui uma comparação entre a presença e a ausência da função de compensação de queda de linha no regulador. Além disso, é realizada uma análise de sensibilidade sobre as probabilidades de subtensão e o número de operações do tape do regulador, focando no impacto dos níveis de penetração de VEs e na relação R/X do alimentador. Casos de estudo que resultam na saturação do tape do regulador, o que pode causar problemas de regulação de tensão, também são examinados para fornecer uma compreensão abrangente do problema.

- **Aplicação de uma estratégia simplificada de controle local Volt/Var para mitigação de queda de tensão:** Este estudo propõe a aplicação de um controle local Volt/Var em cada ponto de recarga de VE dentro de um eletroposto para resolver problemas de tensão, como quedas e operações excessivas de tape do regulador devido à recarga rápida de VEs. A aplicação envolve ajustar localmente as curvas Volt/Var, modificando as inclinações ou níveis de tensão para a injeção de potência reativa. Um aspecto importante, esta estratégia não requer comunicação entre os pontos de recarga. A revisão da literatura não mostra o uso de controle Volt/Var na recarga de VEs considerando operações excessivas de tape do regulador. O controle do regulador e o ponto de recarga sem comunicação não foi explorado ainda. Este trabalho preenche essa lacuna na literatura. Esta aplicação inovadora fornece uma solução prática para melhorar a regulação de tensão nas barras onde os eletropostos estão conectados. Utilizando controle local, ela melhora a qualidade da tensão do sistema sem a necessidade de infraestrutura complexa.

## 1.5 REVISÃO DA LITERATURA

A revisão da literatura foi realizada utilizando as bases de dados disponíveis no portal de periódicos da CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior), focando em periódicos revisados por pares. A classificação hierárquica começou com palavras-chave relacionadas aos impactos na rede causados por carregadores de VEs em geral, e se estreitou para os impactos específicos da recarga rápida. A pesquisa abrangeu os últimos 10 anos. Os resultados foram filtrados para incluir apenas os mais relevantes ao tema em estudo. O foco principal é o impacto da recarga rápida nas quedas de tensão, no carregamento de linhas e transformadores, e na comutação do tape de reguladores de tensão em redes de distribuição de média tensão, considerando também a sazonalidade.

Relacionando os artigos de revisão sobre impactos na rede causados por carregadores sejam rápidos ou lentos, tem-se:

Uma revisão sistemática do estado da arte da tecnologia (WANG et al., 2021). Os autores revisam os padrões para carregadores rápidos (CHAdeMO, GB/T, CCS e

Tesla), questões de qualidade de energia, padrões IEEE e IEC, e medidas de mitigação dos impactos das estações de recarga rápida.

Também, (YONG et al., 2015) analisam desenvolvimentos em tecnologias de VEs, incluindo baterias, carregadores e suas topologias, normatividade, métodos de recarga, impactos econômicos e ambientais, bem como impactos na rede em termos de perfis de carga, componentes, perdas, perfis de tensão e desequilíbrio, harmônicos, estabilidade, e interação com fontes de energia renováveis em redes inteligentes.

Uma análise da literatura sobre os impactos dos eletropostos na rede, focando na instabilidade de tensão, qualidade de energia e redução da vida útil de transformadores e realizada por (DEB; KALITA; MAHANTA, 2017).

Potenciais impactos negativos dos carregadores de VEs no sistema de energia elétrica são estudados por (NOUR et al., 2020). Os autores concentram-se principalmente no impacto devido à recarga não controlada. Os impactos negativos incluem aumento da demanda de pico, desvio de tensão dos limites aceitáveis, desbalanceamento de fase devido a carregadores monofásicos, distorção harmônica, sobrecarga de equipamentos e aumento das perdas de energia. No entanto, apresentam impactos favoráveis se a recarga for realizada de forma controlada.

Em adição, (ARIAS-LONDOÑO; MONTOYA; GRISALES-NOREÑA, 2020) revisam a literatura desde 1973 até 2019 na base IEEE Xplore, relacionada com a interação dos VEs e os sistemas de distribuição de potência, especialmente em tópicos relacionados à qualidade da energia, cenários de estudo, mercado de energia, resposta da demanda, gerenciamento da demanda, estabilidade do sistema de potência, conceito V2G, locação ótima de baterias e carregadores.

Relacionado com a tecnologia V2G, (HABIB; KAMRAN; RASHID, 2015) apresentam uma revisão detalhada e diferentes estratégias de recarga de VE, analisando o impacto na rede de distribuição, especialmente devido ao grau de penetração e perfis de carga. Os autores classificam a revisão dos V2G segundo os diferentes serviços auxiliares que podem oferecer, impedimentos e barreiras. Em relação às estratégias de carga das baterias de VE, a classificação é feita conforme a recarga seja coordenada ou não, inteligente ou para “peak shaving”.

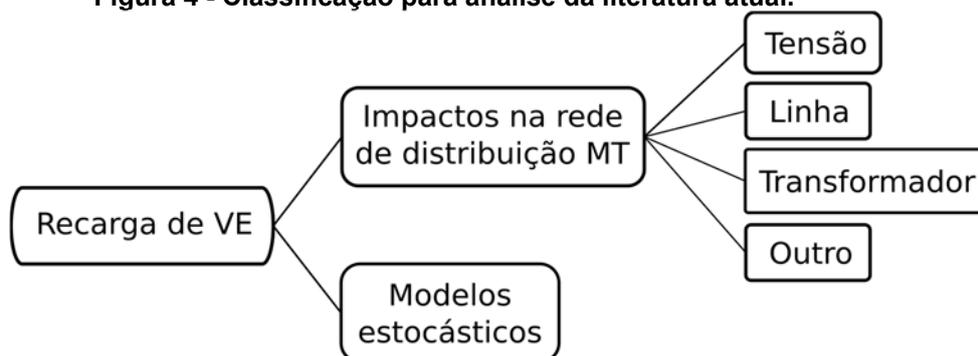
Referente a modelagem, (MOHAMMAD; ZAMORA; LIE, 2020) focam na modelagem de VEs conectados à rede com sistemas fotovoltaicos e na avaliação dos

métodos de modelagem de incerteza associados, principalmente demanda de carga, geração PV e distribuição de carga elétrica.

Sobre a infraestrutura de recarga de veículos elétricos (TU et al., 2019) apresentam uma visão geral, abordando especificações técnicas de carregadores rápidos em DC e seus diagramas convencionais para conversão de potência, introduzindo sistemas de recarga extra rápida e suas principais topologias e conversores eletrônicos de potência.

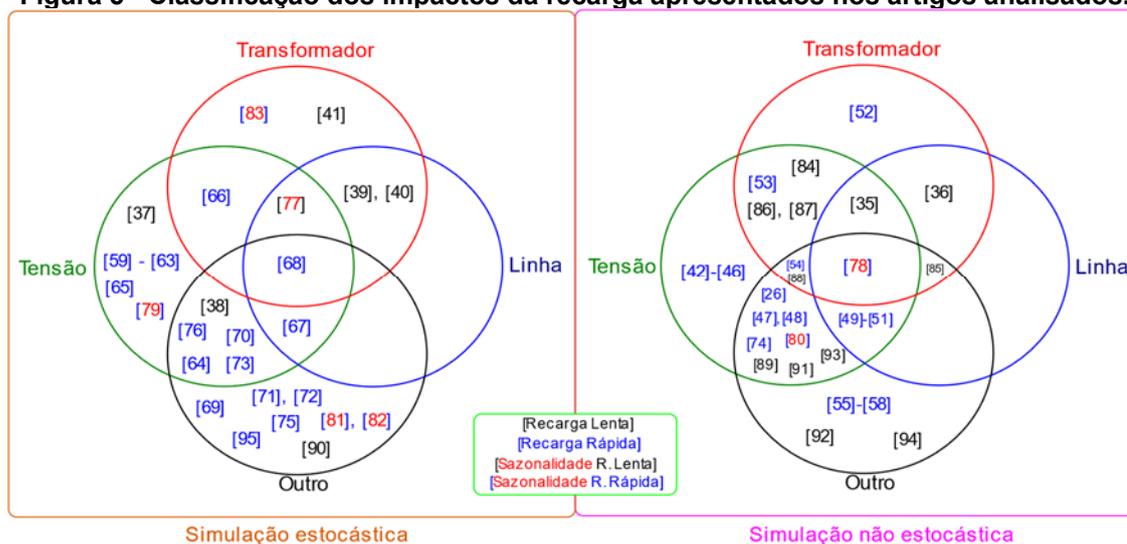
Na literatura revisada, os documentos mais relevantes são analisados criticamente e agrupados, seguindo uma classificação e seleção conforme a Figura 4. A Figura 5 e a Tabela 1 apresentam a classificação e listagem dos diferentes artigos e seus temas de estudo relacionados com a presente pesquisa.

**Figura 4 - Classificação para análise da literatura atual.**



Fonte: Autor.

**Figura 5 - Classificação dos impactos da recarga apresentados nos artigos analisados.**



Fonte: Autor.

**Tabela 1 - Listado de artigos e tópicos relacionados com a atual pesquisa.**

| Referência              | Ano  | Recarg.<br>Rápida | Simulação<br>Estocástica | Rede<br>Real | Impacto |       |         |       | Sazon. |
|-------------------------|------|-------------------|--------------------------|--------------|---------|-------|---------|-------|--------|
|                         |      |                   |                          |              | Tensão  | Linha | Transf. | Outro |        |
| [35]<br>Johansson       | 2019 | X                 | X                        | ✓            | ✓       | ✓     | ✓       | X     | X      |
| [36] Farmer             | 2010 | X                 | X                        | ✓            | X       | ✓     | ✓       | X     | X      |
| [37] Olivella           | 2015 | X                 | ✓                        | ✓            | ✓       | X     | X       | X     | X      |
| [38] Leou               | 2014 | X                 | ✓                        | X            | ✓       | X     | X       | ✓     | X      |
| [39] Quiros             | 2018 | X                 | ✓                        | ✓            | X       | ✓     | ✓       | X     | X      |
| [40] Coria              | 2020 | X                 | ✓                        | ✓            | X       | ✓     | ✓       | X     | X      |
| [41] Sexauer            | 2013 | X                 | ✓                        | ✓            | X       | X     | ✓       | X     | X      |
| [42] Yong               | 2013 | ✓                 | X                        | X            | ✓       | X     | X       | X     | X      |
| [43] Mauri              | 2012 | ✓                 | X                        | ✓            | ✓       | X     | X       | X     | X      |
| [44] Rogge              | 2015 | ✓                 | X                        | ✓            | ✓       | X     | X       | X     | X      |
| [45]<br>Dharmakeerthi   | 2013 | ✓                 | X                        | X            | ✓       | X     | X       | X     | X      |
| [46]<br>Febriwijaya     | 2014 | ✓                 | X                        | X            | ✓       | X     | X       | X     | X      |
| [26] Sanchari           | 2018 | ✓                 | X                        | X            | ✓       | X     | X       | ✓     | X      |
| [47] Ahmed              | 2021 | ✓                 | X                        | X            | ✓       | X     | X       | ✓     | X      |
| [48] Seljeseth          | 2013 | ✓                 | X                        | ✓            | ✓       | X     | X       | ✓     | X      |
| [49] Akhavam            | 2012 | ✓                 | X                        | ✓            | ✓       | ✓     | X       | ✓     | X      |
| [50] Gonzalez           | 2019 | ✓                 | X                        | ✓            | ✓       | ✓     | X       | ✓     | X      |
| [51] Paudyal            | 2021 | ✓                 | X                        | ✓            | ✓       | ✓     | X       | X     | X      |
| [52] Leemput            | 2015 | ✓                 | X                        | ✓            | X       | X     | ✓       | X     | X      |
| [53] Farkas             | 2013 | ✓                 | X                        | ✓            | ✓       | X     | ✓       | X     | X      |
| [54] Garcia-<br>López   | 2019 | ✓                 | X                        | ✓            | ✓       | X     | ✓       | ✓     | X      |
| [55] Galivetti          | 2018 | ✓                 | X                        | X            | X       | X     | X       | ✓     | X      |
| [56] Villafafila        | 2013 | ✓                 | X                        | ✓            | X       | X     | X       | ✓     | X      |
| [57] Sehar              | 2016 | ✓                 | X                        | X            | X       | X     | X       | ✓     | X      |
| [58] Pawelek            | 2014 | ✓                 | X                        | ✓            | X       | X     | X       | ✓     | X      |
| [59] Pea-da             | 2015 | ✓                 | ✓                        | ✓            | ✓       | X     | X       | X     | X      |
| [60] Zhu                | 2020 | ✓                 | ✓                        | ✓            | ✓       | X     | X       | X     | X      |
| [61] Alharbi            | 2017 | ✓                 | ✓                        | X            | ✓       | X     | X       | X     | X      |
| [62] Alshareef          | 2017 | ✓                 | ✓                        | X            | ✓       | X     | X       | X     | X      |
| [63] Alshareef          | 2023 | ✓                 | ✓                        | X            | ✓       | X     | X       | X     | X      |
| [64] Caballero-<br>Peña | 2023 | ✓                 | ✓                        | X            | ✓       | X     | X       | ✓     | X      |
| [65] Kenari             | 2023 | ✓                 | ✓                        | X            | ✓       | X     | X       | X     | X      |
| [66] Yunus              | 2011 | ✓                 | ✓                        | X            | ✓       | X     | ✓       | X     | X      |
| [67]<br>Karakitsios     | 2016 | ✓                 | ✓                        | ✓            | ✓       | ✓     | X       | ✓     | X      |
| [68] Yi                 | 2014 | ✓                 | ✓                        | X            | ✓       | ✓     | ✓       | ✓     | X      |
| [69] Malik              | 2016 | ✓                 | ✓                        | ✓            | X       | X     | X       | ✓     | X      |
| [70] Basta              | 2020 | ✓                 | ✓                        | X            | ✓       | X     | X       | ✓     | X      |
| [71]<br>Benavides       | 2024 | ✓                 | ✓                        | X            | X       | X     | X       | ✓     | X      |
| [72] Amini              | 2016 | ✓                 | ✓                        | ✓            | X       | X     | X       | ✓     | X      |
| [73] Abdullah           | 2021 | ✓                 | ✓                        | ✓            | ✓       | X     | X       | ✓     | X      |
| [74] Toledo-<br>Orozco  | 2023 | ✓                 | X                        | ✓            | ✓       | X     | X       | ✓     | X      |
| [75] Roy                | 2023 | ✓                 | ✓                        | ✓            | X       | X     | X       | ✓     | X      |
| [76] Bucarelli          | 2023 | ✓                 | ✓                        | ✓            | ✓       | X     | X       | ✓     | X      |

Fonte: Autor.

Tabela 1 - Continuação

| Referência            | Ano  | Carreg. Rápido | Simulação Estocástica | Rede Real | Impacto |       |         |       | Sazon. |
|-----------------------|------|----------------|-----------------------|-----------|---------|-------|---------|-------|--------|
|                       |      |                |                       |           | Tensão  | Linha | Transf. | Outro |        |
| [77] Allenspach       | 2019 | X              | ✓                     | ✓         | ✓       | ✓     | ✓       | X     | ✓      |
| [78] Joshi            | 2014 | ✓              | X                     | X         | ✓       | X     | ✓       | ✓     | ✓      |
| [79] Alshareef        | 2022 | ✓              | ✓                     | ✓         | ✓       | X     | X       | X     | ✓      |
| [80] Photinun         | 2018 | ✓              | X                     | ✓         | ✓       | X     | X       | ✓     | ✓      |
| [81] Rahman           | 2020 | ✓              | ✓                     | ✓         | X       | X     | X       | ✓     | ✓1     |
| [82] Vopava           | 2020 | ✓              | ✓                     | ✓         | X       | X     | X       | ✓     | ✓2     |
| [83] Visakh           | 2021 | ✓              | ✓                     | ✓         | X       | X     | ✓       | X     | ✓3     |
| [84] Mufaris          | 2015 | X              | X                     | X         | ✓       | X     | ✓       | X     | X      |
| [85] Zafar            | 2016 | X              | X                     | X         | X       | X     | ✓       | ✓     | X      |
| [86] Murakami         | 2021 | X              | X                     | ✓         | ✓       | X     | ✓       | X     | X      |
| [87] Lee              | 2023 | X              | X                     | X         | ✓       | X     | ✓       | X     | X      |
| [88] Chukwu           | 2013 | X              | X                     | X         | X       | X     | ✓       | ✓     | X      |
| [89] Chukwu           | 2014 | X              | X                     | X         | ✓       | X     | ✓       | ✓     | X      |
| [90] Mehboob          | 2019 | X              | ✓                     | ✓         | X       | X     | X       | ✓     | X      |
| [91] Dutta            | 2022 | X              | X                     | X         | ✓       | X     | X       | ✓     | X      |
| [92] Wang             | 2019 | X              | X                     | X         | X       | X     | X       | ✓     | X      |
| [93] Restrepo         | 2018 | X              | X                     | ✓         | ✓       | X     | X       | ✓     | X      |
| [94] Sabillon-Antunez | 2017 | X              | X                     | X         | X       | X     | X       | ✓     | X      |
| [95] Alabri           | 2022 | ✓              | X                     | X         | ✓       | X     | X       | X     | X      |

✓1 Só avaliam o verão. ✓2 Avaliação anual. ✓3 Só avaliam o inverno e o verão.

Fonte: Autor.

Diferentes autores têm investigado os impactos da recarga de VEs nas redes elétricas, com foco em tensão, linhas e transformadores. Alguns autores não utilizam modelos estocásticos (FARMER et al., 2010; JOHANSSON et al., 2019), outros pesquisadores utilizam simulações probabilísticas (CORIA; PENIZZOTTO; ROMERO, 2020; LEOU; SU; LU, 2014; OLIVELLA-ROSELL et al., 2015; QUIROS-TORTOS; OCHOA; BUTLER, 2018; SEXAUER; MCBEE; BLOCH, 2011), mas os carregadores utilizados são lentos e não consideram os efeitos sazonais.

Outros autores, sem utilizar modelos probabilísticos, estudam o impacto da recarga rápida na tensão (DHARMAKEERTHI; MITHULANANTHAN; SAHA, 2014; FEBRIWIJAYA et al., 2014; MAURI; VALSECCHI, 2012; ROGGE; WOLLNY; SAUER, 2015; YONG et al., 2013), ou na tensão e outras grandezas (AHMED; SALEHFAR; SELVARAJ, 2021; DEB et al., 2018; SELJESETH; TAXT; SOLVANG, 2013), incluindo o impacto nas linhas (AKHAVAN-REZAI et al., 2012; GONZÁLEZ; SIAVICHAY; ESPINOZA, 2019; PAUDYAL et al., 2021), ou nos transformadores (LEEMPUT et al., 2015)-(FARKAS; SZŰCS; PRIKLER, 2013)(GARCÍA-LÓPEZ; BARRAGÁN-VILLAREJO; MAZA-ORTEGA, 2019). Outros autores avaliam variáveis diferentes (GALIVEETI; GOSWAMI; DEV CHOUDHURY, 2018; SEHAR;

PIPATTANASOMPORN; RAHMAN, 2016; VILLAFILA-ROBLES et al., 2013), ou fazendo medições reais (PAWELEK; KELM; WASIAK, 2015) mas nenhum deles analisam o impacto considerando os efeitos da sazonalidade.

(YONG et al., 2013) avaliam o impacto de 30 carregadores rápidos durante o horário de ponta. Eles modelam a estação de recarga como uma carga de impedância constante, não utilizam simulações probabilísticas. (MAURI; VALSECCHI, 2012) investigam o potencial impacto na queda de tensão na rede de distribuição de MT e explora o uso de armazenamento de energia para reduzir a demanda de pico, não apresentam um modelo estocástico nem avaliam o carregamento nas linhas nem transformadores. (ROGGE; WOLLNY; SAUER, 2015) analisam a possibilidade de substituir ônibus convencionais por ônibus elétricos com baterias de recarga rápida, avaliando o consumo de energia necessário para a recarga. (DHARMAKEERTHI; MITHULANANTHAN; SAHA, 2014) desenvolvem um modelo de carga estática para análise de estabilidade de tensão, considerando diferentes cenários de recarga. (FEBRIWIJAYA et al., 2014) levam em consideração a capacidade da bateria e o consumo de energia dos VEs para obter um modelo de carga, simulando três modos de recarga: não coordenado, coordenado e coordenado com o modo V2G. Eles apresentam o impacto no consumo de potência e na queda de tensão. (DEB et al., 2018) investigam o impacto da carga das estações de recarga de VEs na estabilidade de tensão, perdas de energia, índices de confiabilidade e perdas econômicas da rede de distribuição. (AHMED; SALEHFAR; SELVARAJ, 2021) examinam os impactos em termos de desvio de tensão, aumento da demanda de pico e distorção harmônica, simulando cenários de carga coordenada e não coordenada em períodos de alta e baixa demanda. No entanto, não utilizam simulação probabilística. (SELJESETH; TAXT; SOLVANG, 2013) analisam o perfil de tensão durante a carga rápida e lenta de três tipos de veículos, mas as medições são limitadas a 3 semanas e não consideram alta penetração. Além disso, não fazem simulações probabilísticas. (AKHAVAN-REZAI et al., 2012) avaliam o impacto na violação de tensão, perdas e carregamento das linhas devido à recarga não coordenada durante o ciclo diário de carga e diferentes níveis de penetração, no entanto, não utilizam simulação probabilística. (GONZÁLEZ; SIAVICHAY; ESPINOZA, 2019) analisam a incidência da recarga rápida na rede de distribuição de Cuenca, Equador, em termos de queda de tensão e distorção harmônica. Infelizmente, não consideram sazonalidade nem fazem simulações estocásticas. (PAUDYAL et al., 2021) avaliam a capacidade de

hospedagem em alimentadores reais, incluindo opções de recarga rápida extrema. Os autores analisam a tensão e a capacidade térmica das linhas. (LEEMPUT et al., 2015) investigam os impactos no carregamento do transformador devido à recarga rápida e lenta na rede de distribuição de MT e BT, com diferentes estratégias de recarga lenta e níveis de penetração. Não utilizam simulação probabilística nem sazonalidade. (FARKAS; SZÚCS; PRIKLER, 2013) estudam o impacto no carregamento do transformador de AT/MT, na queda de tensão no final do alimentador e no carregamento do transformador MT/BT dos EPs. Os autores utilizam um modelo estocástico que considera a distribuição de tempo entre a chegada dos carros ao EP, o tempo de serviço, o número de pontos de serviço e a capacidade de carros que podem esperar pelo serviço. (GARCÍA-LÓPEZ; BARRAGÁN-VILLAREJO; MAZA-ORTEGA, 2019) avaliam o impacto de um sistema de recarga rápida de múltiplos terminais DC. O impacto é avaliado na tensão de uma rede de baixa tensão, na sobrecarga do transformador MT/BT e em outras variáveis. (GALIVEETI; GOSWAMI; DEV CHOUDHURY, 2018) avaliam o impacto na confiabilidade do sistema, apresentando cenários de recarga rápida e lenta, mas sem simulações probabilísticas. (VILLAFILA-ROBLES et al., 2013) avaliam o impacto na demanda de carga considerando a recarga normal e rápida, com diferentes cenários de penetração e simulação com perfil de carga de 24 horas. Não utilizam variáveis probabilísticas, apenas a probabilidade de veículos não atendidos. (SEHAR; PIPATTANASOMPORN; RAHMAN, 2016) estudam o impacto sobre a demanda pico e o consumo de energia de um edifício comercial autônomo simulado, apresentando a capacidade de gerenciamento de energia renovável e da demanda para reduzir os impactos. Consideram dois perfis fixos de carga dos PHEV. (PAWELEK; KELM; WASIAK, 2015) apresenta os resultados das medições durante uma semana do processo de recarga rápida em um EP instalado em Aleksandrow Lodzki (Polônia) e seu impacto na qualidade de energia.

Outros autores utilizando modelos probabilísticos estudam o impacto da recarga rápida na tensão (ALHARBI; BHATTACHARYA, 2017; ALSHAREEF; MORSI, 2017; PEA-DA; DECHANUPAPRITTHA, 2015; ZHU; MATHER; MISHRA, 2020) (ALSHAREEF, 2023; CABALLERO-PEÑA; CADENA-ZARATE; OSMA-PINTO, 2023; KENARI; OZDEMIR, 2023), acrescentado o impacto nos transformadores (YUNUS; DE LA PARRA; REZA, 2011), e outras grandezas (KARAKITSIOS; KARFOPOULOS;

HATZIARGYRIOU, 2016; MALIK; LEHTONEN, 2016; YI et al., 2014), mas nenhum deles analisam o impacto considerando os efeitos da sazonalidade.

Assim, (PEA-DA; DECHANUPAPRITTHA, 2015) apresentam um método para obter o consumo de potência de uma estação de recarga rápida para PEV por meio de simulação Monte Carlo considerando como variáveis estocásticas o SoC, o tempo de recarga e o tempo de chegada ao EP, os autores avaliam o impacto no perfil e na queda de tensão. (ZHU; MATHER; MISHRA, 2020) utilizam um modelo estocástico para uma estação de recarga rápida levando em consideração o tempo de chegada e o SoC, os autores mostram uma análise estatística para os resultados de tensão para uma série temporal de um dia. (ALHARBI; BHATTACHARYA, 2017) estudam o impacto no planejamento de operações e no perfil de tensão modelando o carregamento de maneira parcial e total e a previsão do modelo de carga até o ano 2030, os autores probabilisticamente fazem a estimativa da taxa de chegada de PHEV na recarga. (ALSHAREEF; MORSI, 2017) utilizam o método Monte Carlo (MC) para estimar probabilisticamente a demanda de energia da recarga rápida de VE e para avaliar a oscilação de tensão no sistema de distribuição. (ALSHAREEF, 2023) utilizou aprendizado de máquina e simulações de Monte Carlo para examinar o impacto das estações de recarga rápida na queda de tensão, distinguindo entre falhas do sistema e eventos da recarga. (CABALLERO-PEÑA; CADENA-ZARATE; OSMA-PINTO, 2023) estenderam a investigação para incluir sistemas fotovoltaicos, unidades de armazenamento e EPs, empregando métodos determinísticos e probabilísticos para avaliar os impactos horários em um alimentador de teste. (KENARI; OZDEMIR, 2023) introduziram um modelo para um sistema de recarga rápida combinando um modelo exponencial negativo com um modelo de potência constante. Os autores aplicaram o modelo no sistema de teste IEEE de 69 barras. (YUNUS; DE LA PARRA; REZA, 2011) empregam um modelo estocástico em função do nível da potência de carga, da distribuição do tempo de chegada e dos requerimentos diários de energia de cada veículo para avaliar o impacto no carregamento dos transformadores e no perfil de tensão. (KARAKITSIOS; KARFOPOULOS; HATZIARGYRIOU, 2016) examinam o impacto no perfil de tensão, no carregamento da linha e nas perdas da rede, processam dados reais de carregadores condutivos rápidos ao longo de um mês para observar a hora do dia e a sessão de carga representando-os numa função de densidade de probabilidade, não tem em consideração o estado de carga da bateria.

(YI et al., 2014) Modela probabilisticamente a demanda de carga dos VE baseado no comportamento do estado de carga da bateria e o tempo de começo da recarrega para recarrega lenta, rápida e ultra rápida e avalia os impactos na rede de baixa tensão em termos de queda de tensão, e carregamento e perdas nas linhas e transformadores. (MALIK; LEHTONEN, 2016) estudam os requisitos de rede de energia para atender às necessidades de recarga rápida de VEs em rodovias. Vários cenários são simulados usando simulações de Monte Carlo para analisar o impacto no carregamento da rede. (BASTA; MORSI, 2020) exploraram o impacto de EPs de alta potência em grande escala na qualidade de energia. Os autores utilizam o método de Monte Carlo para estimar a demanda de energia e revelar pontos potenciais de estresse no sistema de distribuição. (BENAVIDES et al., 2024) introduziram um método para mitigar as flutuações de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, otimizando o gerenciamento de energia em estações de recarga, melhorando a qualidade da energia fornecida. (AMINI et al., 2016) avaliaram o efeito da utilização de veículos elétricos (VEs) em grande escala, na perda total do sistema. Os autores definiram quatro cenários para determinar o efeito da taxa de recarga e distribuição de VEs na rede ao longo de uma avaliação de 24 horas.

Outros autores (ABDULLAH et al., 2021; BUCARELLI et al., 2023; ROY et al., 2023; TOLEDO-OROZCO et al., 2023) avaliaram o impacto da recarga rápida por meio de estudos de caso, investigando e analisando diversos impactos técnicos dos VEs e sua infraestrutura de recarga em redes de distribuição e redes inteligentes.

(ABDULLAH et al., 2021) focaram no impacto do aumento da penetração de VEs em Surabaya, Indonésia, avaliando diferentes cenários de recarga usando simulações de Monte Carlo com Cadeias de Markov. (TOLEDO-OROZCO et al., 2023) analisaram os impactos técnicos na tensão, pico de potência e perdas de energia em redes de média tensão em Cuenca, Equador, utilizando o software OpenDSS, mas sem incorporar dados estocásticos. (ROY et al., 2023) examinaram o impacto da recarga no oeste de Kentucky, identificando riscos potenciais de sobrecarga e propondo soluções de mitigação para cenários projetados de adoção de VEs. (BUCARELLI et al., 2023) estudaram EPs ultrarrápidos em Terni, Itália, considerando diferentes cenários de difusão de VEs e avaliando o consumo de energia, perfis de tensão e sobrecarga, além de explorar o papel da geração distribuída com armazenamento.

Poucos trabalhos consideram a sazonalidade no análise dos impactos da recarga rápida nas redes de distribuição (ALLENSPACH et al., 2019; ALSHAREEF, 2022; JOSHI; LAKUM, 2014; POTHINUN; PREMRUDEEPREECHACHARN, 2018).

(ALLENSPACH et al., 2019) investigam os impactos da recarga simétrica na tensão em uma rede de baixa tensão utilizando simulações de series de tempo quase estáticas para uma duração de um ano com passo de simulação de dez minutos, eles não utilizam recarga rápida nem simulações estocásticas. (JOSHI; LAKUM, 2014) analisam o efeito do aumento da penetração de PHEV nas redes de distribuição urbana de baixa tensão para um período de um ano com perfis de carga reais e penetração hipotética de PHEV e seus ciclos de recarga, o impacto é avaliado no perfil de tensão do alimentador, na violação nos limites de tensão, no efeito no número de operações do tape dos reguladores de tensão e perdas de energia. O modelo não leva em conta o tempo de chegada nem a potência da recarga como variáveis estocásticas, os autores sempre consideram um evento de recarga a cada 15 minutos o que não concorda com um comportamento semelhante ao comportamento real de recarga. (ALSHAREEF, 2022) enfoca o impacto na variação, desequilíbrio e flutuação de tensão. Leva em consideração a distribuição típica do horário de chegada de (1º de janeiro de 2015 a 31 de maio de 2018), no EP localizado em North Vancouver, BC, Canadá, não tem resultados dos impactos nas linhas nem transformador. (POTHINUN; PREMRUDEEPREECHACHARN, 2018) tem como foco o impacto em locais públicos ou locais de trabalho em termos de perfil de carga da subestação, perfil de tensão e harmônicos, apresentam resultados para inverno e verão, mas não utilizam simulações estocásticas. (RAHMAN et al., 2020) analisaram o impacto na qualidade da energia em Riad, Arábia Saudita, mas consideraram apenas a curva de carga durante os meses de verão. (VOPAVA et al., 2020) desenvolveram um modelo de rede elétrica para analisar o impacto da penetração da e-mobilidade na carga da rede. Eles demonstraram a eficiência do modelo ao considerar perfis de carga anuais e identificar efeitos sazonais; no entanto, o estudo não abordou os efeitos na tensão, sobrecarga ou perdas de energia na rede. (VISAKH; P, 2021) avaliaram o impacto de diferentes níveis de penetração no envelhecimento de transformadores de distribuição durante o verão e o inverno. No entanto, eles não analisaram os perfis de tensão ou a carga na rede.

Um aumento significativo no número de VEs sendo recargados em EPs de recarga rápida pode causar uma sobrecarga na rede, exigindo que a subestação

forneça energia adicional. As concessionárias de energia frequentemente utilizam recondução de circuitos, bancos de capacitores ou reguladores de tensão (SVR) para mitigar quedas de tensão em redes de distribuição de média tensão. Mas o processo de recarga pode acrescentar o número de comutações do tape no SVR.

Para melhorar a regulação de tensão e reduzir o número de operações do tape, foram propostas várias estratégias de controle aplicadas aos SVRs (LEE et al., 2023; MUFARIS et al., 2015; MURAKAMI et al., 2021; ZAFAR; RAVISHANKAR, 2016), mas não levam em consideração a recarga de VEs nem rápida nem lenta. Uma abordagem descentralizada que combina SVRs e gerenciamento do lado da demanda com cargas controladas pelo consumidor é apresentada por (MUFARIS et al., 2015). Esta abordagem emprega técnicas para determinar parâmetros dinâmicos de compensação de queda de linha (LDC) para SVRs lidando com fluxo de potência reverso, com base na corrente de linha medida. Os autores (ZAFAR; RAVISHANKAR, 2016) propõem a um controle centralizado e coordenado que utiliza SVRs e compensadores síncronos estáticos de distribuição (D-STATCOMs) através de um sistema inteligente de gerenciamento de distribuição (DMS). Essa estratégia visa reduzir perdas de distribuição e movimentos de tape na presença de sistemas fotovoltaicos (PV) distribuídos, embora o investimento em equipamentos adicionais possa aumentar as tarifas de energia. (MURAKAMI et al., 2021) propõem um novo método de otimização para determinar os parâmetros de controle de um SVR, maximizando sua capacidade de controle de tensão em redes de distribuição com sistemas PV. (LEE et al., 2023), propõem um método de controle ótimo para calcular a taxa de compensação ideal para um SVR, considerando o fluxo de potência reverso de uma fonte de energia renovável e a tensão de saída do comutador de tape sob carga do transformador principal.

Nos últimos anos, aumentaram os estudos sobre redes de distribuição, incluindo o impacto dos VEs e a análise de veículo para rede (V2G) (CHUKWU; MAHAJAN, 2014; CHUKWU; NWORGU, 2013). (CHUKWU; NWORGU, 2013) analisam o impacto de diferentes níveis de penetração de V2G na capacidade da subestação e nas operações do SVR, considerando uma rede de distribuição desequilibrada. O estudo mostra que o aumento da penetração de V2G pode melhorar o sistema de distribuição, desde que a capacidade não seja excedida. Além disso, destacam-se os benefícios das técnicas de otimização para determinar a capacidade máxima de V2G para uma subestação específica, minimizando perdas e o número de

operações de tape do SVR. (CHUKWU; MAHAJAN, 2014), apresentam uma análise de um sistema de energia em termos de perfil de tensão, estabilidade de tensão, operação do SVR e perdas de energia com V2G. No entanto, nem (CHUKWU; NWORGU, 2013) nem (CHUKWU; MAHAJAN, 2014) consideram o impacto da recarga rápida nos sistemas de distribuição.

As técnicas de otimização são essenciais para a integração de V2G e a localização ideal de estações de recarga rápida. Assim, (MEHBOOB et al., 2019), propõem uma abordagem de otimização para a operação inteligente de carregadores lentos de quatro quadrantes. A redução da comutação do tape é apresentada como um efeito particular dessa abordagem, mas os tempos de simulação utilizados são insuficientes para considerar operações precisas.

Estratégias de Volt/Var para controlar a tensão no alimentador são apresentadas por (ALABRI; JAYAWEERA, 2022; DUTTA; GANGULY; KUMAR, 2022; RESTREPO; CAÑIZARES; KAZERANI, 2018; SABILLON-ANTUNEZ et al., 2017; WANG et al., 2019). (DUTTA; GANGULY; KUMAR, 2022) apresentam um esquema de controle preditivo para coordenar a recarga de VEs e dispositivos Volt/Var, otimizando horários de recarga e operações de Volt/Var, mantendo os níveis de tensão e estado de carga da bateria, minimizando custos de energia. (WANG et al., 2019) discutem modelos para fluxo de potência ótimo e recarga de VEs com suporte de potência reativa, mostrando que a recarga coordenada reduz custos e suporta maior penetração de VEs. (RESTREPO; CAÑIZARES; KAZERANI, 2018) propõem um algoritmo para coordenar carregadores de VEs com dispositivos Volt/Var, beneficiando a regulação de tensão, redução de perdas na rede e integração de energias renováveis. (SABILLON-ANTUNEZ et al., 2017) apresentam uma abordagem para coordenar a recarga de VEs com um controle Volt/Var e gerenciamento de OLTCs, SVRs e capacitores comutáveis, discutindo soluções para coordenação de recarga, sistemas de armazenamento e geração distribuída. (ALABRI; JAYAWEERA, 2022) introduz um esquema para determinar a posição ideal do tape de um OLTC, a potência reativa trocada por um D-STATCOM e um inversor PV. Os resultados são gerados durante um período de 24 horas usando um intervalo de tempo de 10 minutos.

Por tanto é possível observar que os trabalhos mencionados relacionados com controle Volt/Var, tem coordenação entre a recarga e equipamento adicional com funções para Volt/Var. Nesta tese propõe-se que a estratégia Volt/Var seja inclusa em

cada ponto de recarga de maneira independente sem precisar de comunicação entre pontos.

## 1.6 ORGANIZAÇÃO DA TESE

A tese está organizada da seguinte forma:

O capítulo dois apresenta tópicos relacionados ao carregamento rápido de VEs, incluindo conceitos fundamentais sobre VEs, baterias, modelos estocásticos de recarga e modelos de comumente utilizados na literatura.

O capítulo três Descreve a metodologia proposta para o desenvolvimento da pesquisa. Inclui algoritmos e fluxogramas para programar o modelo de estação de recarga e VE para simulações quase-dinâmicas, além de uma descrição passo a passo do método utilizado para a análise probabilística dos impactos na rede devido aos carregadores rápidos.

No capítulo quatro apresentam-se os estudos de caso utilizados para avaliar a metodologia e analisar os resultados. O sistema teste é um alimentador real localizado entre as cidades de Benevides e Santa Isabel do Pará. São apresentados diferentes estudos de caso, incluindo o caso base e a localização dos eletropostos em diferentes pontos do alimentador. Os resultados são obtidos com perfis de carga reais ao longo de um ano, analisados de acordo com a sazonalidade.

Em seguida são apresentadas as conclusões gerais relacionadas aos resultados obtidos e sugestões para trabalhos futuros. Finalmente e apresentada uma lista das referências utilizadas no trabalho.

## 2 RECARGA RÁPIDA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Neste capítulo, são analisados aspectos relacionados com os VEs, às baterias, tempos de recarga e dados estatísticos de chegada de veículos elétricos (VE) em estações de recarga.

### 2.1 TIPOS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Os VEs podem ser classificados em quatro tipos (CANADIAN AUTOMOBILE ASSOCIATION, 2021):

**Veículo elétrico a bateria** (BEV: Battery Electric Vehicle): funciona inteiramente com bateria e transmissão elétrica, sem motor de combustão interna.

**Veículo elétrico híbrido Plug-in** (PHEV: Plug-in Hybrid Electric Vehicle): funciona com bateria e gasolina. Possui baterias recarregáveis da rede elétrica, que podem fornecer até 80 km de autonomia antes de ligar o motor a gasolina.

**Veículo elétrico híbrido** (HEV: Hybrid Electric Vehicle): possui dois sistemas de propulsão, um motor a gasolina e tanque de combustível, e um motor elétrico e bateria. Os motores giram simultaneamente ao sistema de transmissão automotiva. O HEV não pode ser recarregado da rede elétrica.

**Veículo elétrico de célula de combustível** (FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle): gera eletricidade a partir de hidrogênio e oxigênio, em vez de armazenar e liberar energia com uma bateria. Alguns FCEVs estão chegando ao mercado.

### 2.2 CRESCIMENTO E PREVISÃO DAS VENDAS DE VE.

A previsão de crescimento e utilização de VEs estima que haverá mais de 26 milhões de unidades em 2030 (Figura 6) (MARKETS AND MARKETS, 2019). No entanto, o aumento não se limitará a veículos particulares, mas também incluirá serviços públicos como táxis e ônibus, além de caminhões de carga, veículos militares, barcos e até transporte aéreo (GEAR et al., 2020).

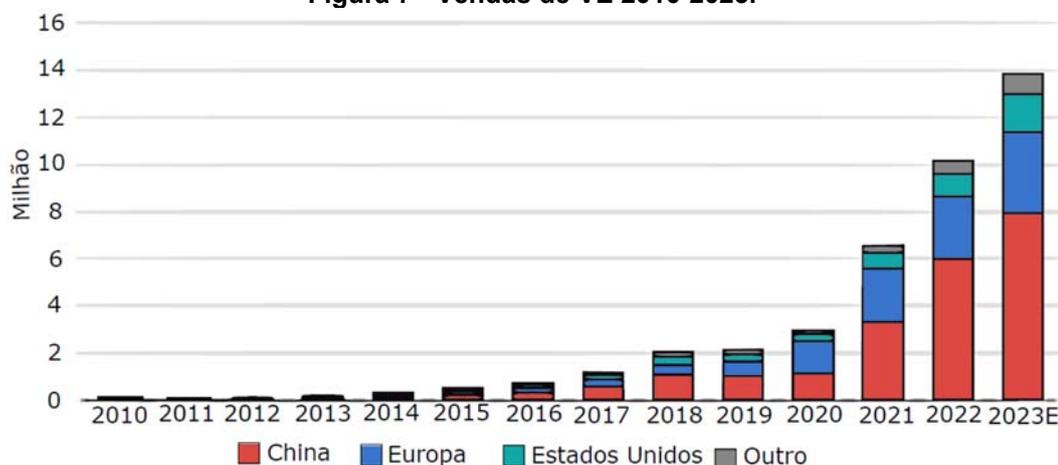
Em 2022, foram vendidos mais de 10 milhões de VEs em todo o mundo. Em 2023, as vendas de carros elétricos se aproximaram de 14 milhões, e espera-se que continuem crescendo em 2024. Em 2023, os carros elétricos representaram

aproximadamente 18% de todas as vendas de carros, um aumento notável em comparação com os 14% de 2022 e um salto significativo em relação aos 2% registrados em 2018 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2024). A Figura 7 apresenta graficamente o crescimento das vendas de VEs de 2010 até o primeiro trimestre de 2023 (ALSAUSKAS et al., 2023).

**Figura 6 - Previsão de mercado de veículos elétricos em unidades segundo região do mundo.**

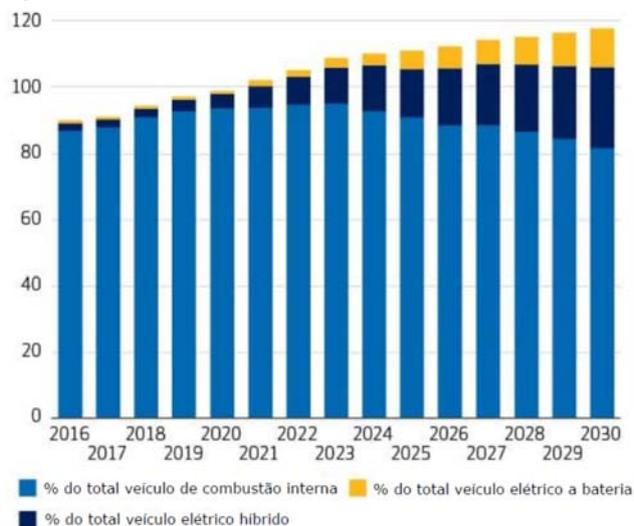


**Figura 7 - Vendas de VE 2010-2023.**



No entanto, atualmente, a diferença entre o número de veículos a combustão e o número de veículos elétricos é muito grande (Figura 8) (BERIZZO, 2019). Num futuro próximo, essa diferença deve diminuir gradualmente e cada vez mais VE circularão nas ruas, estradas e rodovias.

**Figura 8 - Aumento esperado de veículos elétricos leves e de combustão até 2030.**

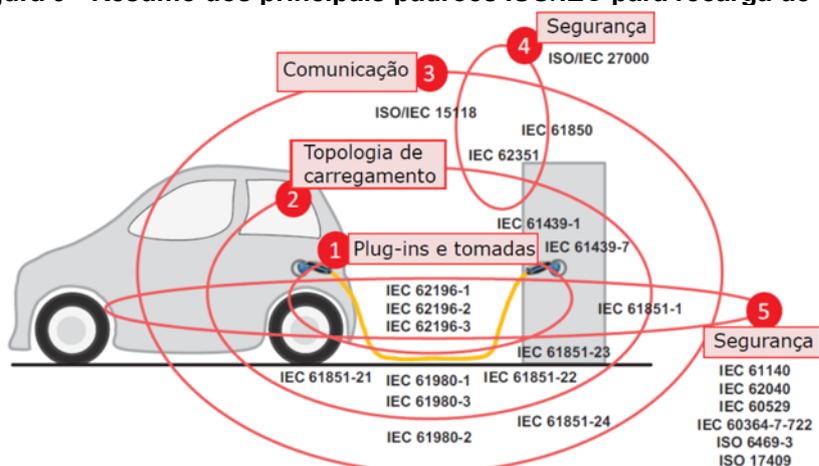


Fonte: Modificado de (BERIZZO, 2019).

### 2.3 NORMATIVIDADE E RECARGA DE VE.

Os BEV e PHEV possuem baterias como fonte de energia, que precisam ser recarregadas de acordo com o uso e autonomia do veículo. Para isso, existem diferentes modos e níveis de recarga, regulamentados por organismos internacionais como a IEC (International Electrotechnical Commission) e a ISO (International Organization for Standardization). A Figura 9 apresenta graficamente um resumo das diferentes normas e sua aplicação no processo de recarga de VEs (SCHMUTZLER; ANDERSEN; WIETFELD, 2013).

**Figura 9 - Resumo dos principais padrões ISO/IEC para recarga de VE.**



Fonte: Modificado de (SCHMUTZLER; ANDERSEN; WIETFELD, 2013).

De acordo com a norma ABNT NBR IEC 61851-1 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013), existem quatro modos de recarga para VE resumidos na Tabela 2.

**Tabela 2 - Resumo dos modos de carga segundo a norma IEC 61851-1.**

| Modo                                    | Modo 1                       | Modo 2  | Modo 3   | Modo 4                     |
|---|------------------------------|---|--|----------------------------|
| Conetor especial<br>Tipo de Carga       | Não<br>Lenta em CA           | Não<br>Lenta em CA                                      | Sim<br>Lenta ou<br>semirrápida em<br>AC 1F ou 3F | Sim<br>Em DC               |
| Corrente Max                            | 16A por fase                 | 32A por fase  | Segundo o tipo<br>de conetor<br>utilizado        | Segundo o<br>carregador    |
| Tensão Max no<br>lado da<br>alimentação | 250V AC 1F<br>480V AC 3F     | 250V AC 1F<br>480V AC 3F                                | Não indica                                       | Não indica                 |
| Função piloto de<br>comando             | Não                          | Sim   | Sim  | Sim                        |
| Conexão à rede                          | AC com tomada<br>padronizada | Cabo especial<br>com equipo<br>electrónico<br>intermeio | Com<br>equipamento<br>especifico SAVE*           | Carregador<br>externo fixo |

\*SAVE (Sistema de Alimentação para Veículo Elétrico) Fonte: Autor baseado em (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

Os sistemas de recarga geralmente são classificados em três níveis, com base na velocidade e na potência da recarga, conforme resumido na Tabela 3.

**Tabela 3 - Classificação dos níveis de recarga de VE.**

| Nível  | Equivalente IEC | Potência          | Tempo de recarga   |
|--|-----------------|-------------------|--|
| AC Nível 1   | Modo 1          | < 3 kW            | 12h dependendo da<br>capacidade da bateria   |
| AC Nível 2   | Modo 2 e 3      | 3.8 kW –<br>43 kW | 7– 8 h com baterias na faixa de<br>19 – 25 kWh<br>9 – 12 h com baterias na faixa<br>de 50 – 80 kWh |
| DC Nível 3<br>(Carga Rápida,<br>ultra rápida e<br>super-<br>carregadores | Modo 4          | 50 – 350<br>kW    | 20 – 30 min dependendo da<br>potência disponível   |

Fonte: Autor.

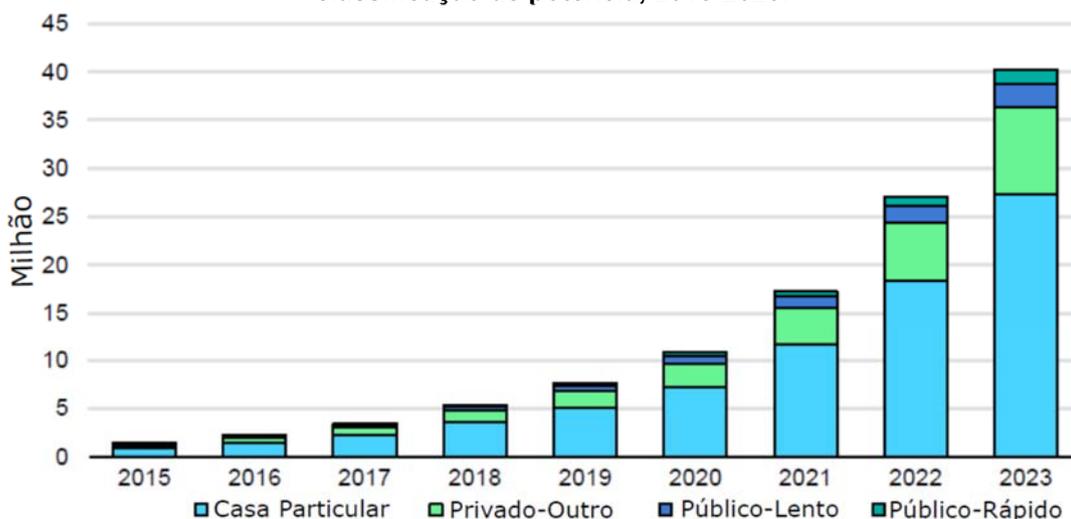
Além disso, estão sendo investigadas tecnologias de carregamento mais eficientes e rápidas, com baterias de maior capacidade e menor densidade, utilizando materiais melhores para resfriamento. No entanto, uma limitação a ser superada para

incentivar ainda mais o uso de VEs é melhorar o tempo de recarga sem afetar significativamente a vida útil das baterias (AKBARZADEH et al., 2021; DURU et al., 2021; NEAIMEH et al., 2017; XU et al., 2020).

## 2.4 INFRAESTRUTURA E RECARGA DE VE

Em relação ao número de carregadores lentos e rápidos de VEs em pontos de recarga públicos e privados, a Agência Internacional de Energia (IEA), em seu relatório “Global Electric Vehicle Outlook 2024” (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2024), apresenta a comparação do crescimento dessas tecnologias no mundo de 2015 a 2023 (Figura 10). Pode-se observar que o aumento de carregadores rápidos e lentos é exponencial. Embora a maioria dos carregadores seja lenta, a quantidade de carregadores rápidos está crescendo. Considerando tanto os carregadores rápidos quanto os lentos, e incluindo os privados e públicos, havia pouco mais de 40 milhões de carregadores no mundo em 2023. Se a tendência de crescimento continuar, o alto impacto dos carregadores de veículos elétricos na rede elétrica será considerável.

**Figura 10 - Pontos de recarga públicos e privados instalados para veículos leves por classificação de potência, 2015-2023.**



Notas: “Privado – outro” refere-se a pontos de carregamento que não são acessíveis ao público nem a pontos de carregamento em residências privadas. O stock de carregamento doméstico é estimado com base no stock de veículos eléctricos ligeiros e nos pressupostos regionais sobre veículos eléctricos relação equipamento de abastecimento (EVSE)/veículo eléctrico (EV).

Fontes: Análise da IEA com base nas contribuições dos países.

Fonte: Modificado de Global EV outlook 2024 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2024).

Para a recarga rápida da bateria, cada veículo, dependendo do fabricante, possui tempos estimados, bem como diferentes capacidades de bateria e carga

máxima. A recarga rápida normalmente leva cerca de 30 minutos para atingir 80% da carga da bateria. No entanto, nem todos os veículos elétricos aceitam este tipo de recarga. A Tabela 4 apresenta dados de diferentes fabricantes em relação à potência do carregador, tempo de recarga, capacidade e tensão da bateria.

**Tabela 4 - Características de recarga de VE de diferentes fabricantes.**

| Marca           | Potência do Carregador | Tempo recarga @ 80% | Capacidade da Bateria | Tensão da Bateria           | Recarga Rápida |
|-----------------|------------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------------|----------------|
| Hyundai         | 50 kW                  | 30 min              | 38 kWh                | 319,4 V                     | Sim            |
| Ionic           | 100 kW                 | 23 min              |                       |                             |                |
| Smart Fortwo EV | 22 kW                  | Menos de 1 hora     | 17,6 kWh              | 340 V                       | Opcional       |
| Nissan Leaf     | 50 kW                  | 30 min              | 30 kWh                | 400 V                       | Sim            |
| Renault Zoe     | 50 kW                  | -                   | 52 kWh                | 400 V                       | Sim            |
| Hyundai Kona    | 77 kW max              | 44 min              | 67,5 kWh              | -                           | Sim            |
| Ford Focus      | 50 kW                  | 32 min              | 23 ou 33,5 kWh        | 318,2 V                     | Sim            |
| KIA Soul EV     | 50 kW                  | 33 min @83%         | 33 kWh                | Alta tensão, não especifica | Opcional       |
| Peugeot 2008    | Até 100 kW             | 31 min              | 50 kWh                | 400                         | Sim            |

Fonte: Autor.

## 2.5 BATERIAS E ASPECTOS FUNDAMENTAIS EM VE

Atualmente, as baterias mais utilizadas em veículos elétricos são as de íon-lítio (Li-ion), devido a características importantes como longa vida útil, alta densidade volumétrica de energia e ausência de efeito memória (WOLLINGER, 2020). De maneira geral, as baterias possuem outras características, tais como:

**Tensão nominal  $V_n$ :** Para células de Li-ion, a tensão nominal é aproximadamente 3,6V, podendo variar entre 4,2V e 3V dependendo do nível de descarga.

**Capacidade nominal  $C_n$ :** Pode ser expressa em Wh (Watt-hora), mAh (miliampere-hora) ou Ah (ampere-hora). Indica a quantidade de energia que a bateria pode fornecer em uma hora. Por exemplo, uma bateria com tensão nominal de 3,6V e capacidade de 1000 mAh (1 Ah) tem uma capacidade de 3,6 Wh, conforme a equação (1).

$$C_{nWh} = V_n \cdot C_{nAh} = 3.6V \cdot 1Ah = 3.6Wh \quad (1)$$

**Taxa de carga-descarga e corrente de curto circuito:** A taxa de carga-descarga e a corrente de curto-circuito são geralmente fornecidas pelo fabricante em Amperes ou como um múltiplo da capacidade nominal da bateria. Por exemplo, se uma bateria com capacidade de 1000 mAh tiver uma corrente de curto-circuito de 25C, isso significa que pode ser descarregada no máximo a 25 vezes sua capacidade, ou seja, 25A.

Além dessas características, um parâmetro importante nas baterias é o estado de carga (SOC: State of Charge), que é expresso em porcentagem. O SOC é a relação entre a energia ainda disponível na bateria (em MWh) e a capacidade total ou nominal da bateria ( $C_n$  em MWh) quando está totalmente carregada, conforme a equação (2). O SOC varia de 0 a 100%.

$$SOC(t)\% = \frac{C(t)}{C_n(t)} 100\% \quad (2)$$

O estado de carga da bateria como função do tempo é apresentado na equação (3), onde ( $P_{bat}$ ) é a potência AC (em MW) fluindo através da bateria, assumindo que a eficiência de transferência entre o lado AC e DC do sistema conversor de potência é 100% (DIGSILENT, 2021).

$$\frac{d}{dt}SOC = \frac{-P_{bat} \cdot 100}{C \cdot 3600} \quad (3)$$

Durante a recarga, vários aspectos afetam o desempenho das baterias, incluindo o tamanho dos eletrodos, propriedades físicas dos materiais em função da temperatura, parâmetros das células que compõem a bateria, tempo de vida e densidade de energia, entre outros (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013), (TOMASZEWSKA et al., 2019). Esses fatores são foco de pesquisas atuais para melhorar os tempos de recarga, pois, por exemplo, uma maior rapidez de carga pode aumentar a temperatura da bateria, reduzindo sua vida útil.

Para mitigar os efeitos adversos da recarga, aumentar a eficiência e reduzir o tempo de carga, existem diferentes protocolos de carga utilizados nesse processo, entre os quais estão:

**Protocolo CC-CV (Constant Current-Constant Voltage):** Consiste em uma fase de carga com corrente constante, onde a tensão na bateria aumenta até um valor de corte (fase CC). Em seguida, a tensão é mantida constante até que a corrente caia para quase zero (fase CV) (Figura 11 a)).

**Protocolo CP-CV (Constant Power-Constant Voltage):** Na primeira fase deste protocolo, a potência de carga é constante. Após isso, a tensão é mantida constante até que a corrente caia para zero (Figura 11 b)).

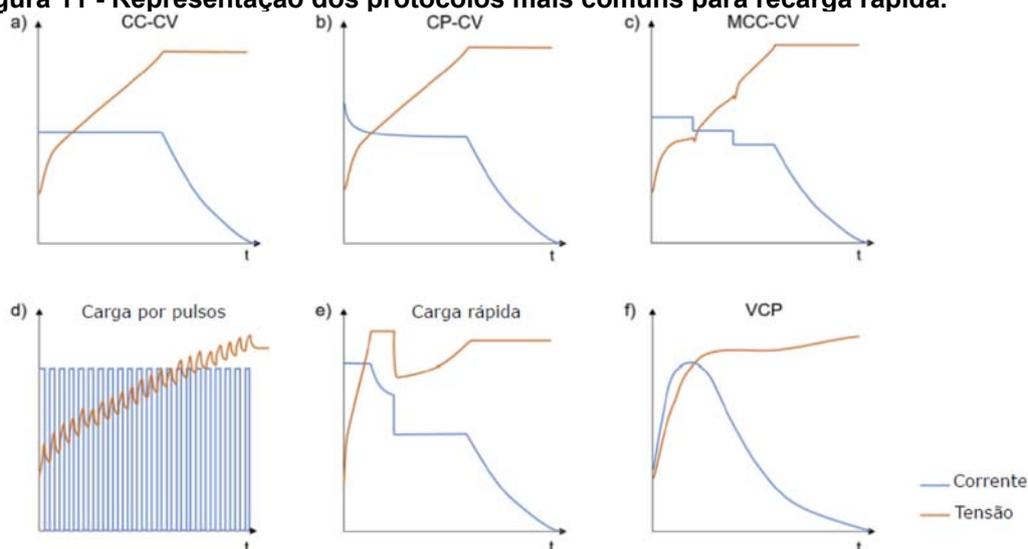
**Protocolo MCC-CV (Multistage Constant Current-Constant Voltage):** Consiste em duas ou mais fases de corrente constante, seguidas por uma fase de tensão constante (Figura 11 c)).

**Protocolo de carga pulsante:** Neste protocolo, a corrente de carga é interrompida periodicamente por curtos intervalos de tempo de descarga (Figura 11 d)).

**Protocolo Boostcharging:** Caracterizado por uma alta corrente média no início da recarga, seguida por uma fase CC-CV com corrente mais moderada (Figura 11 e)).

**Protocolos VCP (Variable Current Profile):** A corrente de carga aumenta gradualmente até um ponto máximo e, em seguida, diminui de forma gradual até zero (Figura 11 f)).

**Figura 11 - Representação dos protocolos mais comuns para recarga rápida.**



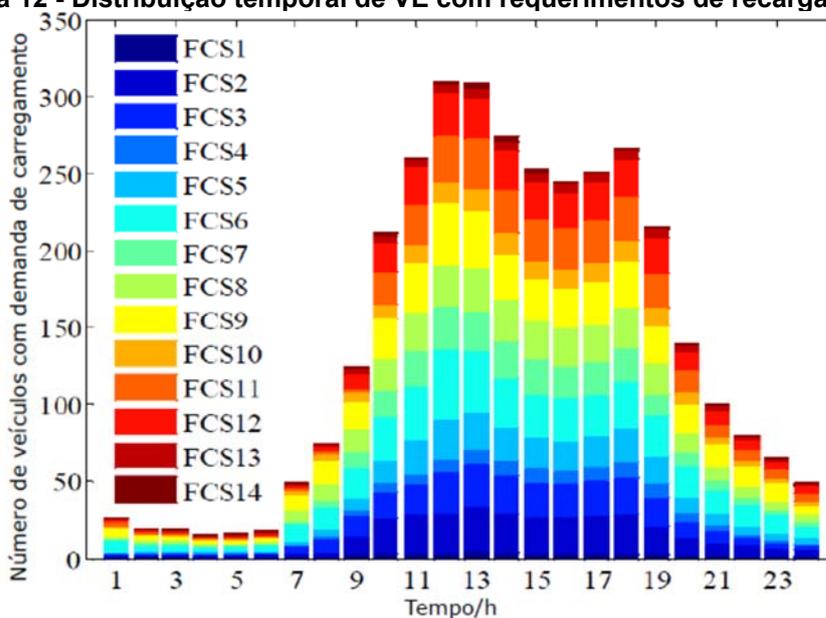
Fonte: Modificado de (TOMASZEWSKA et al., 2019).

## 2.6 MODELOS ESTATÍSTICOS DE RECARGA DE VE

Em Quanto às características de tempos de chegada e quantidade de veículos nos eletropostos de recarga rápida, alguns artigos apresentam dados e estatísticas. Por exemplo, Qiang *et al.* (XING et al., 2020) apresentam um modelo urbano de previsão de demanda de carga rápida de VEs, baseado em dados e no comportamento humano na tomada de decisões. A cidade de Nanjing, na China, é utilizada para projetar o modelo de distribuição temporal e os requisitos de 14 eletropostos, conforme mostrado na Figura 12.

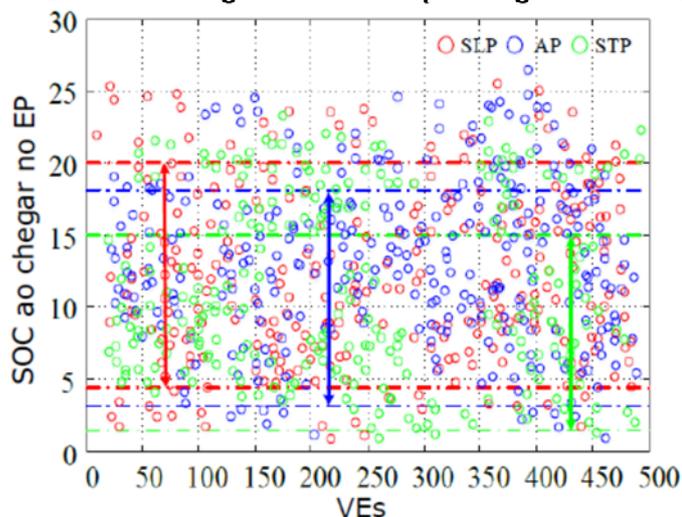
Além disso, os autores apresentam dados sobre o estado de carga (SOC) dos veículos que chegam aos eletropostos, de acordo com as rotas selecionadas entre dois pontos. As rotas são classificadas como rota atual (AP: Actual Path), rota com a menor distância (SLP: Shortest Length Path) e rota com o menor tempo (STP: Shortest Time Path). Observa-se que o SOC varia entre 0 e 25%, conforme mostrado na Figura 13.

**Figura 12 - Distribuição temporal de VE com requerimentos de recarga rápida.**



Fonte: Modificado de (XING et al., 2020).

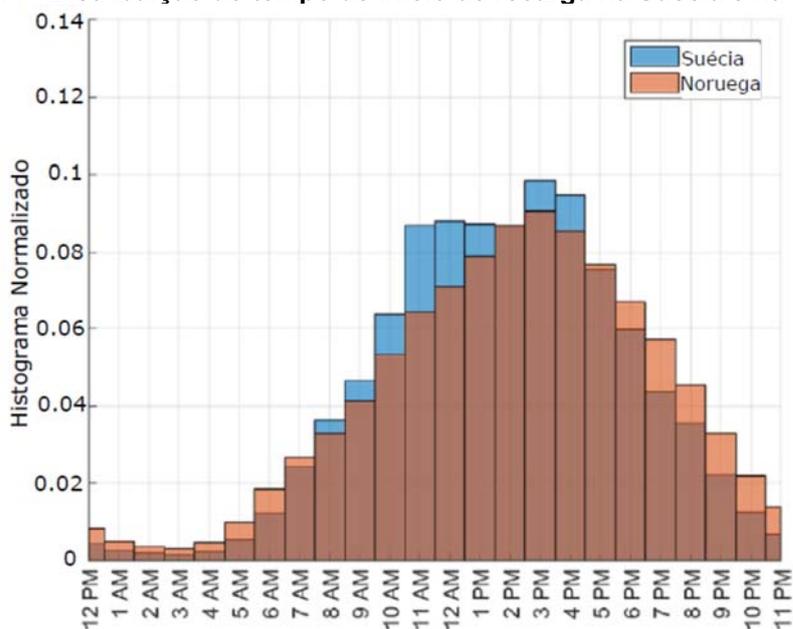
Figura 13 - Estado de carga de veículos que chegam aos eletropostos.



Fonte: Modificado de (XING et al., 2020).

(GNANN et al., 2018), analisam o comportamento diário de diferentes usuários de veículos elétricos a bateria (BEV) com base em um conjunto de dados de recarga da Suécia e Noruega. O objetivo é desenvolver um modelo para projetar futuras necessidades de infraestrutura de recarga. Os autores indicam que, em relação aos carregadores rápidos, os dados incluem apenas eletropostos com sistemas CHAdeMO e CCS. Na Figura 14, é apresentado o histograma de tempo de início da recarga dos VE nos países mencionados.

Figura 14 - Distribuição do tempo de início de recarga na Suécia e na Noruega.



Fonte: Modificado de (GNANN et al., 2018).

## 2.7 MODELOS DE CARGA DE VE PARA SIMULAÇÃO.

Normalmente, os trabalhos relacionados à avaliação dos impactos da recarga de VE modelam a estação de recarga como uma carga com um determinado consumo de potência (DEB et al., 2018; JOHANSSON et al., 2019).

No caso de (RAHMAN; SAIKIA; SINHA, 2017), modelam a estação de recarga segundo a equação (4), onde  $P$  é a potência total de entrada,  $P_o$  é o consumo de potência na tensão de referência  $V_o$ , e  $V$  é a tensão de entrada.

$$\frac{P}{P_o} = 0.9061 + 0.0939 \left( \frac{V}{V_o} \right)^{-3.715} \quad (4)$$

(FARMER et al., 2010), assumem o padrão de carga do PHEV como uma potência constante  $P$ , até que cada veículo consuma uma energia de  $E$  kWh.

(DHARMAKEERTHI; MITHULANANTHAN; SAHA, 2012) desenvolvem um modelo de carga estática para um carregador de bateria de entrada universal, que consiste em três etapas: modelagem de um retificador trifásico ativo, um conversor DC/DC tipo Buck, e um modelo dinâmico para a bateria que depende principalmente do estado de carga e da impedância. Os autores concluem que o modelo de carga do VE é representado pela equação (5). Os valores de  $K$  e  $D_d$  são obtidos a partir das variáveis do sinal de referência da bateria, do controle e do retificador.

$$P = V_B i_B + r i_B^2 + \frac{2}{3} \left( \frac{r i_B^2 K^2}{D_d^2} \right) \quad (5)$$

De forma similar (BARANIAK; STARZYNSKI, 2020), modelam a carga do VE em duas etapas, um retificador de entrada e um conversor DC/DC, seguido pela bateria.

Modelos probabilísticos também são desenvolvidos levando em consideração variáveis como a distância percorrida pelo veículo, o estado de carga da bateria, o nível de potência da carga, o tempo de duração da recarga e o número de veículos (PEA-DA; DECHANUPAPRITTHA, 2015; ZDRAVESKI et al., 2019).

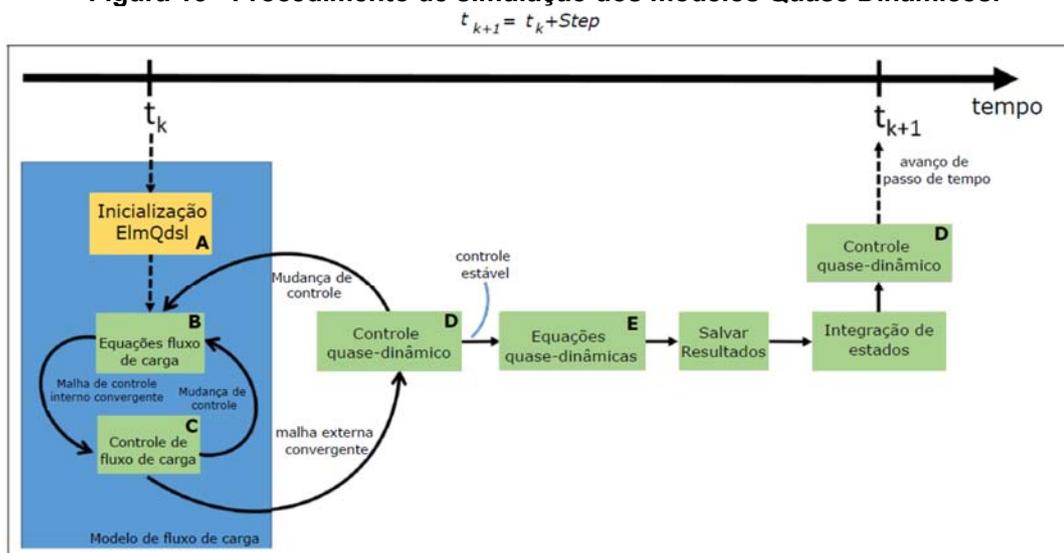
### 3 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA RECARGA RÁPIDA DE VE NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MT.

Para avaliar os impactos dos eletropostos de recarga rápida, foi utilizado o software PowerFactory da DlgSILENT® 2022 SP1, um aplicativo de análise de sistemas de potência usado em sistemas de geração, transmissão e distribuição.

A simulação utilizada é denominada Simulação Quase Dinâmica (QDSL: Quasi-Dynamic Simulation), uma ferramenta de cálculo dedicada ao fluxo de carga variável no tempo, permitindo realizar simulações de médio e longo prazo, como em intervalos de horas, dias, semanas, meses e até anos.

A QDSL executa diferentes fluxos de carga espaçados no tempo, permitindo ao usuário selecionar o passo e o período de tempo no início da simulação. Os modelos utilizados neste tipo de simulação devem seguir o procedimento descrito na Figura 15, onde os blocos A a D devem ser programados.

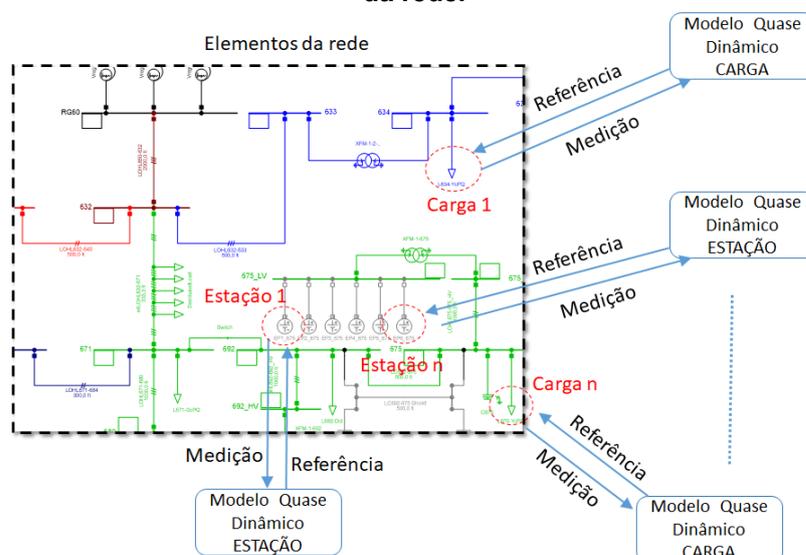
**Figura 15 - Procedimento de simulação dos modelos Quase Dinâmicos.**



Fonte: Modificado de DigSILENT 2020 (DIGSILENT, 2021).

Este modelo quase dinâmico deve estar integrado a um ou mais elementos da rede para controlá-los, fornecer o sinal de referência que o elemento deve utilizar e obter os sinais de medição de diferentes variáveis de cálculo ou o resultado do fluxo de carga. Este procedimento é ilustrado graficamente na Figura 16.

**Figura 16 - Esquema simbólico de integração de um modelo Quase Dinâmico a um elemento da rede.**

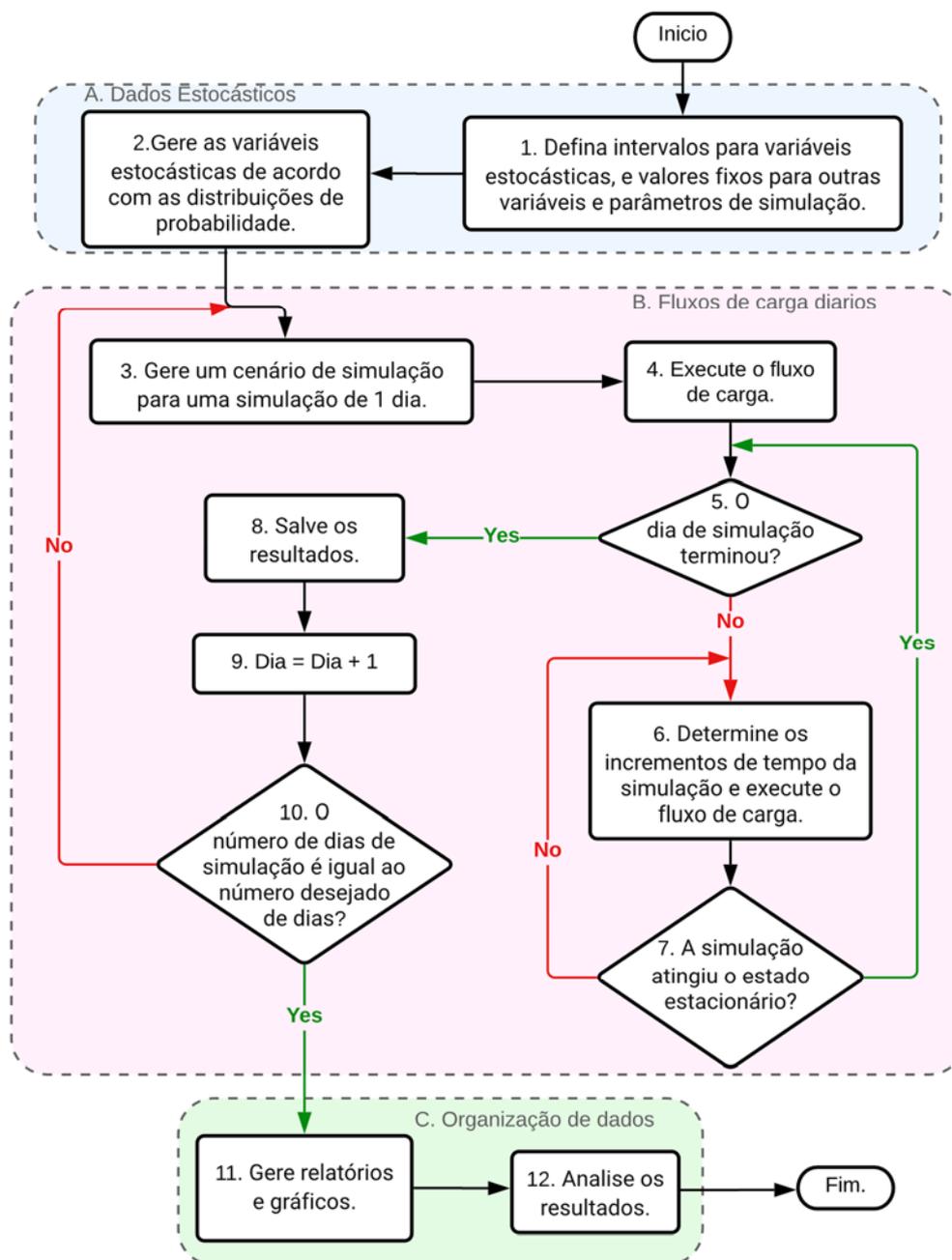


Fonte: Autor.

Os algoritmos utilizados nos blocos da Figura 15, são projetados para modelar e controlar a recarga dos VEs em uma rede de distribuição de teste, considerando as variáveis aleatórias de potência de recarga, capacidade da bateria, estado de carga e horário de chegada dos veículos aos eletropostos.

O método probabilístico proposto avalia o impacto dos eletropostos de recarga rápida de VE em redes de distribuição de média tensão (MT). O método faz parte da primeira contribuição original. Ele considera dados sintéticos anuais e sazonais de séries temporais do consumo de energia dos eletropostos, bem como medições de carga de potência no alimentador. O método, ilustrado no fluxograma da Figura 17, pode ser aplicado a qualquer alimentador e eletroposto.

Figura 17 - Fluxograma do método probabilístico planteado.



O método é dividido em três partes: A—Geração Estocástica, B—Fluxos de Carga Diários e C—Organização de Dados. Na parte A, são definidos os intervalos das variáveis estocásticas no processo de recarga. Essas variáveis incluem o estado inicial e final de carga da bateria, o horário de chegada do VE à estação de recarga, a capacidade da bateria, o tempo de recarga do VE e o número de VEs chegando à estação de recarga. Este estudo assume que o número de VEs chegando à estação de recarga aumenta estocasticamente durante as férias em comparação com os meses de trabalho típicos, considerando a sazonalidade anual da recarga rápida de

VEs. Além disso, são definidas outras variáveis, como o intervalo de tempo ou número de dias a serem simulados e o tempo de passo da simulação quase-dinâmica (por exemplo, um ou cinco minutos).

Um bloco de código é programado no ambiente MATLAB® R2015 para executar os passos 1 e 2, resultando em um perfil detalhado de potência de recarga para VEs em cada ponto de recarga. Este perfil é gerado diariamente ao longo do ano ou por qualquer número predeterminado de dias definidos para a simulação. Esses perfis são então armazenados em um arquivo de dados baseado no tempo, pronto para ser carregado no PowerFactory DIgSILENT.

No PowerFactory DIgSILENT, a Seção B do fluxograma da Figura 17 é executada. O passo três processa os dados de recarga para o dia inicial da simulação usando o perfil sintético de recarga de VE. Os passos quatro a sete envolvem a execução de múltiplas análises de fluxo de carga para este primeiro dia, com cada fluxo de carga ocorrendo a cada cinco minutos — o intervalo escolhido para este estudo. Este processo continua até que um dia completo de simulação seja concluído, resultando em 288 pontos de dados para cada variável avaliada (12 fluxos de carga por hora ao longo de 24 h). Os resultados das variáveis avaliadas (passo oito) são armazenados, e um dia é adicionado ao contador dos dias de simulação (passo nove).

Após isso, a conformidade com o número total de dias programados na simulação é verificada no passo dez. Se o número desejado de dias de simulação não for concluído, o processo retorna ao passo três para carregar o perfil de recarga de VE do próximo dia de simulação e repete o processo. Se atingir o número desejado de dias, a parte C do fluxograma é executada, gerando relatórios e gráficos (passo onze). Finalmente, os resultados estão disponíveis para análise no passo doze.

Um “teste de corridas” é empregado para analisar os dados e ajudar determinar a probabilidade de violações de tensão ou carga e a porcentagem de perdas técnicas. O teste avalia as violações de tensão para dados inferiores ao valor limite de 0,93 por unidade (p.u.) e violações de carga para dados superiores a 100% nas linhas de distribuição. Esses valores de limite são definidos com base nos padrões da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) do Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2018), conforme descrito nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional do país. A ANEEL também estipula as porcentagens permitidas para perdas técnicas e não técnicas que

as empresas de energia podem incorrer. Neste estudo, os autores escolheram um limite de 5% para avaliar as perdas técnicas.

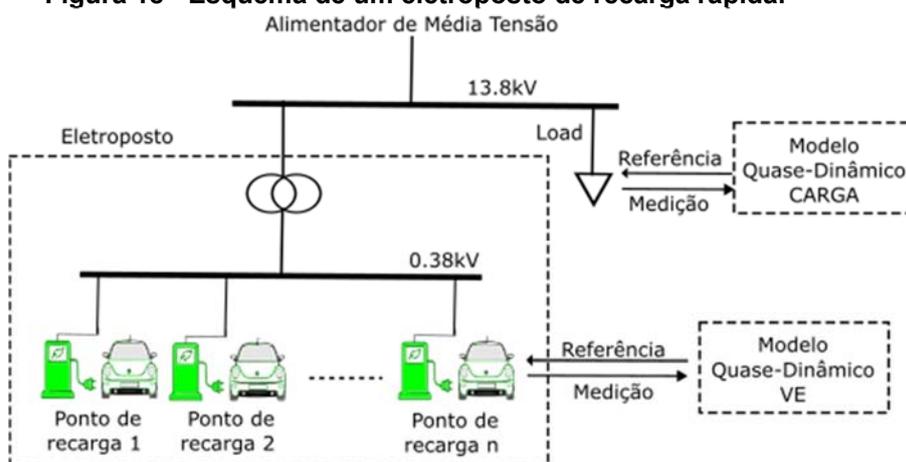
O “teste de corridas” conta a quantidade de dados ( $n$ ) que está abaixo ou acima do valor limite. Com essas informações, a probabilidade de violações é calculada dividindo a quantidade de dados fora dos limites pelo número total de dados ( $N$ ) para cada variável avaliada, conforme mostrado na Equação (6):

$$Prob (\%) = \frac{n}{N} 100\% \quad (6)$$

### 3.1 MODELAGEM QUASE-DINÂMICA DE UM ELETROPOSTO

Um eletroposto de recarga rápida é composto por um transformador redutor de 13,8 kV/0,38 kV, e seis pontos de recarga de 100kVA cada (Figura 18). Cada ponto pode carregar um VE. Cada VE possui um QDM, simulando o comportamento individual de cada ponto como se fosse real. O QDM para um VE que chega a um ponto de recarga de um EP tem um perfil de carga equivalente ao consumo de energia durante o processo de recarga. O QDM para o EP é a soma de todos os perfis de carga de cada VE em um ponto de recarga. Os EP, conectados ao lado de baixa tensão do transformador, são modelados de acordo com as variáveis aleatórias que o VE requer para a recarga rápida de sua bateria.

**Figura 18 - Esquema de um eletroposto de recarga rápida.**



Fonte: Autor.

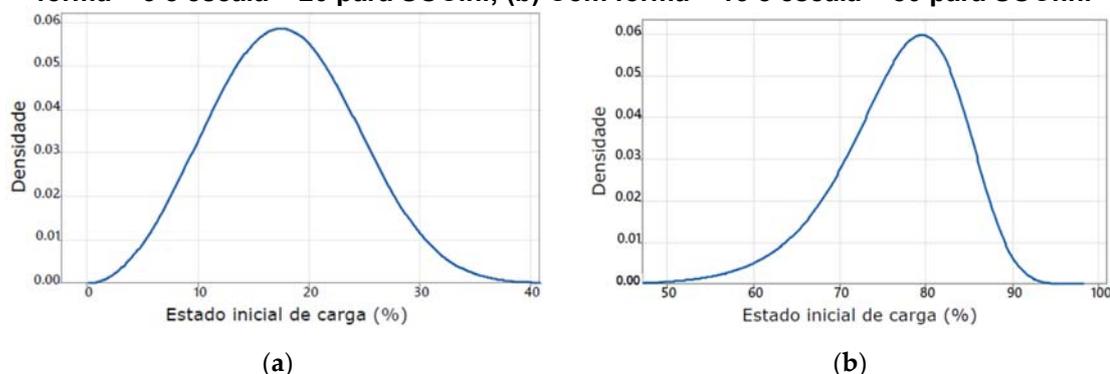
Cada perfil de carga do VE é calculado com base nas variáveis estocásticas relacionadas ao processo de recarga, conforme descrito a seguir:

**Estado inicial de carga da bateria (SOCini):** Quando um VE chega a um EP, o estado inicial de carga da bateria é indeterminado. Uma distribuição de probabilidade Weibull (equação (7)), com um parâmetro de forma (k) de 3, um parâmetro de escala ( $\lambda$ ) de 20, e variável aleatória (x) é usada para gerar essa variável. Os valores de forma e escala são definidos para obter estados iniciais de carga entre 0% e 40%, com uma probabilidade maior localizada em aproximadamente 18%. Essas percentagens foram definidas a partir da gráfica da Figura 13. Essa abordagem permite a geração aleatória de SOC inicial de até 40%, conforme mostrado na Figura 19a.

$$f(x; \lambda, k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x \leq 0 \end{cases} \quad (7)$$

**Estado final de carga (SOCfin):** O modelo considera a possibilidade de um usuário sair do ponto de recarga sem atingir a carga completa. Esse cenário é modelado usando uma distribuição de probabilidade Weibull (equação (7)), com um parâmetro de forma (k) de 13 e um parâmetro de escala ( $\lambda$ ) de 80 e variável aleatória (x). Os valores de forma e escala são definidos para obter estados finais de carga entre 50% e 100%, com uma probabilidade maior localizada em aproximadamente 80%. Essa abordagem permite a geração aleatória de estados de carga final dentro de uma faixa de SOC aproximada de 50% a 95%, conforme demonstrado na Figura 19b. Essa flexibilidade na modelagem do comportamento do usuário é uma característica chave do nosso modelo de simulação.

**Figura 19 - Distribuições de probabilidade de Weibull usadas para SOCini e SOCfin: (a) Com forma = 3 e escala = 20 para SOCini; (b) Com forma = 13 e escala = 80 para SOCfin.**



Fonte: Autor

**Horário de chegada do VE ao ponto de recarga:** O horário específico em que um VE chega a uma estação de recarga durante o dia não pode ser determinado com precisão. Uma distribuição de probabilidade normal (equação (8)), com média ( $\mu$ )

de 13 h e desvio padrão ( $\sigma$ ) de 4 h, e variável aleatória ( $x$ ) é selecionada para abordar essa variabilidade. Os valores de  $\sigma$  e  $\mu$  são obtidos baseado nas Figura 12 e Figura 14. Levando em consideração que no Pará atualmente não tem uma estatística relacionada com uso de VEs, é preciso utilizar distribuições de probabilidade de outros lugares do mundo. Essa abordagem estatística produz uma maior frequência de horários de chegada previstos ao meio-dia.

$$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (8)$$

**Capacidade da bateria (Cbat):** Essa variável é gerada usando uma distribuição uniforme (equação (9)), sendo ( $a$ ) o limite inferior do intervalo e ( $b$ ) o limite superior, ( $x$ ) a variável aleatória. São consideradas as diversas capacidades de bateria dos VEs que chegam à estação de recarga. A capacidade da bateria, gerada de acordo com números inteiros aleatórios uniformes entre 1 e 8; e seu valor correspondente levando em consideração a faixa de capacidades de bateria comercialmente disponíveis, que usualmente varia de 30 a 67 kWh conforme mostrado na Tabela 5.

$$f(x; a, b) = \begin{cases} \frac{1}{b-a} & a \leq x \leq b \\ 0 & \text{outro caso} \end{cases} \quad (9)$$

**Tabela 5 - Valores aleatórios para a capacidade da bateria.**

| Número aleatório            | 1  | 2  | 3  | 4  | 5  | 6  | 7  | 8  |
|-----------------------------|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Capacidade da bateria (kWh) | 30 | 33 | 38 | 40 | 42 | 50 | 52 | 67 |

**Tempo de recarga do VE (Tch):** Este é o tempo necessário para recarregar o VE. É modelado usando uma distribuição uniforme (equação (9)), que abrange um período de 20 a 40 minutos para o processo de recarga.

**Número de VEs chegando a um EP:** Os pontos de recarga de VE contabilizam a recarga de 20 a 40 VEs cada. O número específico de VEs a serem recarregados é gerado aleatoriamente usando uma distribuição uniforme (equação (9)).

A Tabela 6 exhibe as distribuições de probabilidade e os parâmetros usados para cada variável aleatória de VE. Os intervalos das variáveis aleatórias consideram valores de veículos comerciais e algumas literaturas sobre recarga de veículos (GNANN et al., 2018; XING et al., 2020). Durante os meses de férias de dezembro,

janeiro e julho, o número de VEs chegando a um EP aumenta aleatoriamente entre 20% e 50% em comparação com outros meses.

**Tabela 6 - Parâmetros das distribuições de probabilidade usadas para os VEs em um ponto de recarga**

| Variavel     | Tempo de chegada (h)   | Capacidade da bateria (kW/h) | Tempo de recarga (min) | Estado de carga inicial (%) | Estado de carga final (%)  | Cantidade de VEs |
|--------------|------------------------|------------------------------|------------------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|
| Parâmetro    | $\mu = 13, \sigma = 4$ | 30–67                        | 20–40                  | Forma = 3,<br>Escala = 20   | Forma = 13,<br>Escala = 80 | 20–40            |
| Distribuição | Normal                 | Uniforme                     | Uniforme               | Weibull                     | Weibull                    | Uniforme         |

Fonte: Autor.

### 3.2 GERAÇÃO ESTOCÁSTICA DOS PERFIS PARA A RECARGA

O fluxograma na Figura 20 mostra como gerar o perfil de recarga de VEs em MATLAB® para n pontos de recarga (PR) em N eletropostos (EP) durante um ano. Os passos para o processo são os seguintes:

1. Iniciar o processo.
2. Atribuir valores constantes como MIN\_DIA (Minutos de um dia), DIAS\_ANO (Dias de um ano), n\_Pont\_Rec (Número de pontos de recarga por eletroposto), N\_EP (Número de Eletropostos (EP)), MAX\_VE= 40 (Max número de VE em um ponto de recarga), MIN\_VE (Mínimo número de VE em um ponto de recarga), T\_CAR\_MIN (Mínimo tempo de recarrega em minutos), T\_CAR\_MAX (Max tempo de recarrega em minutos), MU (Tempo médio de chegada de um VE ao ponto em minutos), SIGMA (Desvio padrão do tempo de chegada), minuto (Variável para o minuto do dia), e dia\_ano (Variável para o dia do ano).
  3. Iniciar o loop mensal, iterando de mês=1 a mês=12.
  4. Entrar na caixa de comutação com base no mês atual:
    - 4.1. Para mês 1 (janeiro), definir a variável Dias\_mês=31, D\_ini=1, D\_fin=31, e continuar.
    - 4.2. Para mês 2 (fevereiro), definir a variável Dias\_mês=28, D\_ini=32, D\_fin=59, e continuar assim para até dezembro ou mês 12 e definir Dias\_mês=31, D\_ini=335, D\_fin=365, e continuar.
  5. Iniciar o loop diário, iterando de dia=D\_ini a D\_fin.
  6. Atualizar a variável do dia do ano: dia\_ano = dia\_ano + 1.

7. Determinar a percentagem de incremento do número de VE para temporada de férias (Perc\_Inc\_Feria) usando a distribuição de probabilidade uniforme para gerar incrementos aleatórios entre 20% e 50% ( $\text{unif\_random}(1.2,1.5)$ ).

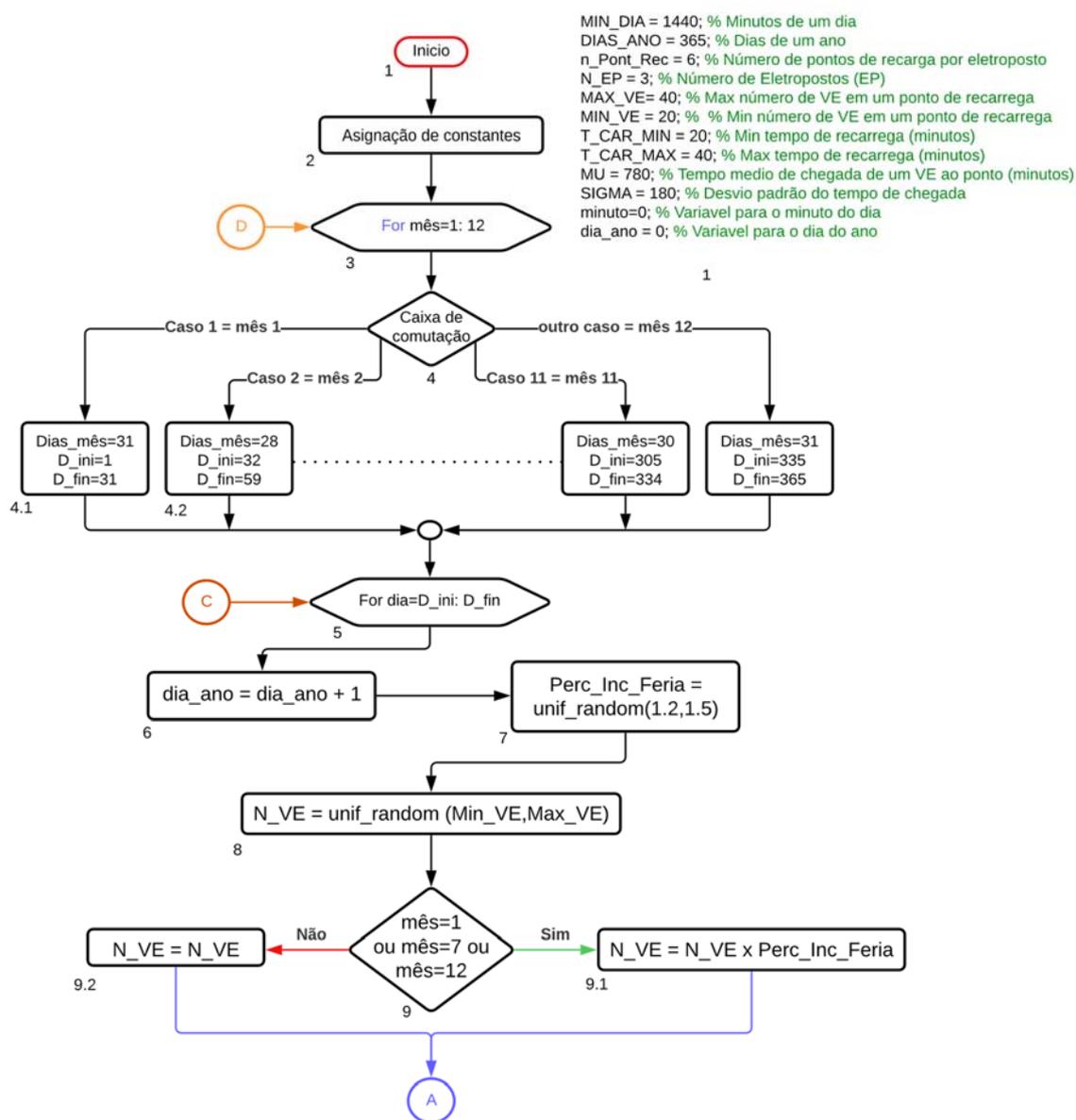
8. Gerar aleatoriamente o número de VE utilizando uma distribuição de probabilidade uniforme entre  $\text{Min\_VE}$  e  $\text{Max\_VE}$

9. Verificar se o mês atual é janeiro (1), julho (7) ou dezembro (12):

9.1. Se sim, recalculer o número de VE com o acréscimo devido as férias ( $N\_VE = N\_VE \times \text{Perc\_Inc\_Feria}$ ).

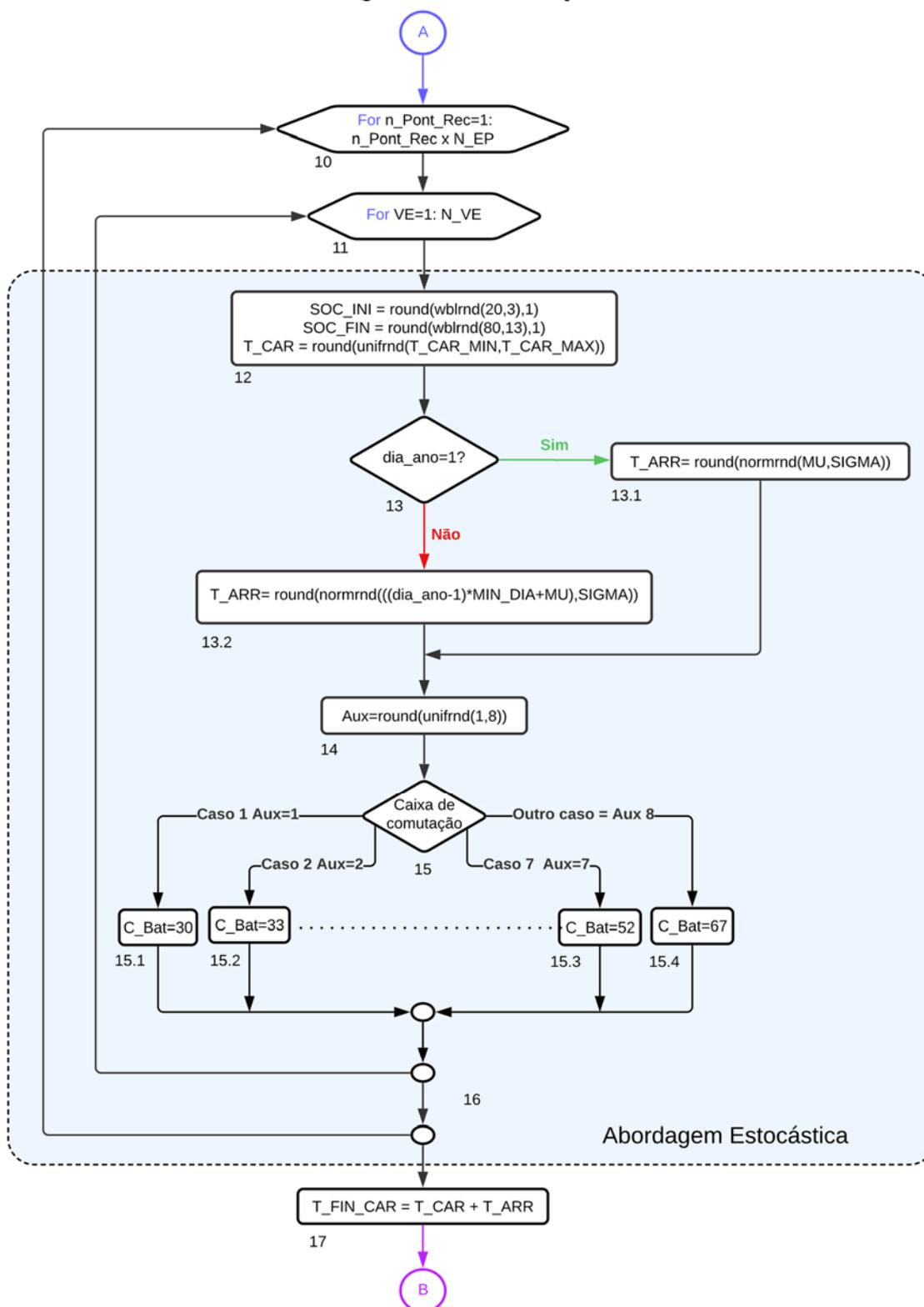
9.2. Se não, manter  $N\_VE$  inalterado.

**Figura 20 - Fluxograma para gerar o perfil de carga do EP**



Fonte: Autor.

Figura 21 – Continuação.

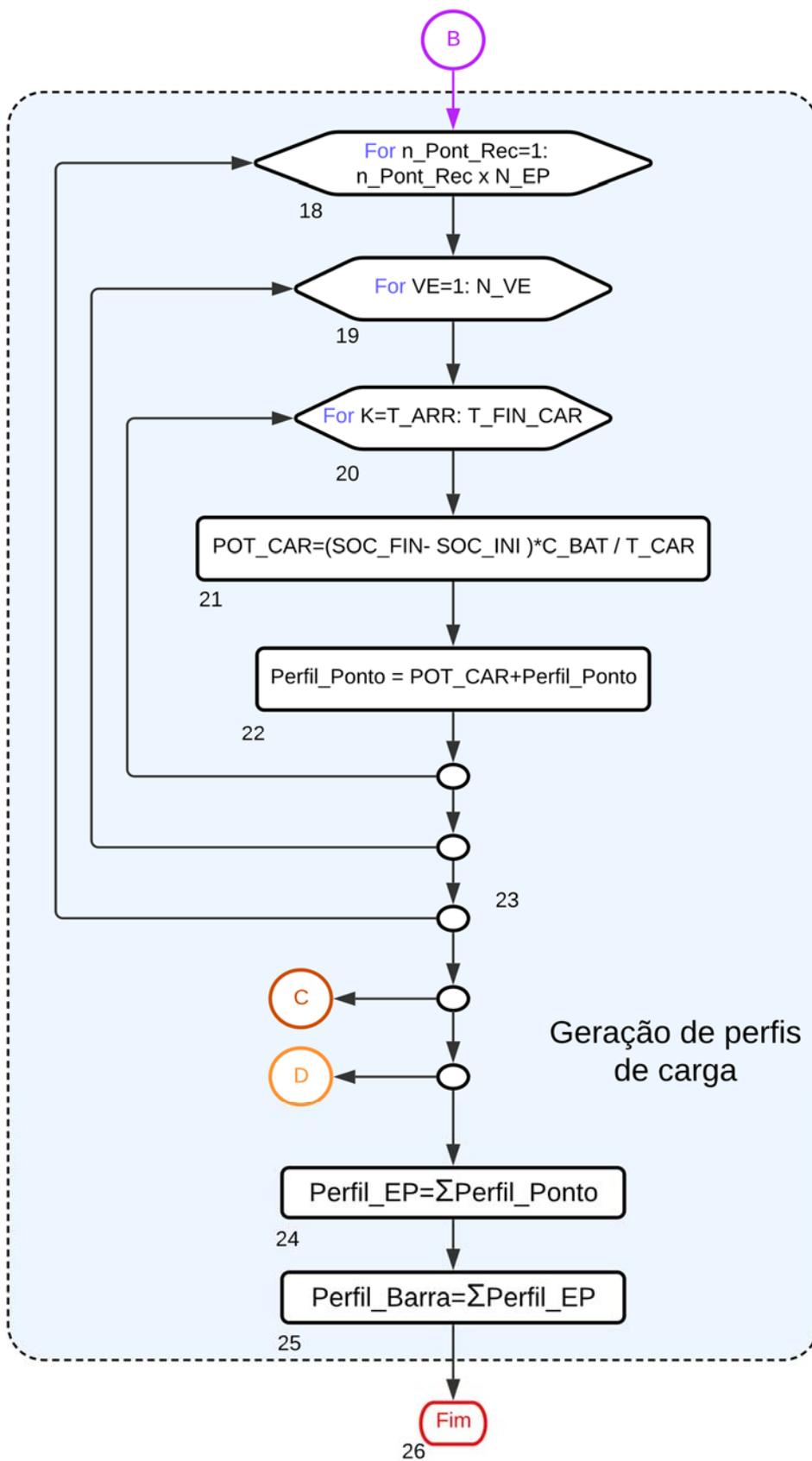


Fonte: Autor.

10. Iterar para cada ponto de recarga começando no ponto de recarga um, até o número total de pontos equivalente ao número de pontos em cada eletroposto vezes o número de EP,

11. Iterar através dos veículos (VE) começando no primeiro VE até o número total de VE ( $N_{VE}$ ).
12. Calcule o estado inicial de carga ( $SOC_{INI}$ ) e o estado final de carga ( $SOC_{FIN}$ ) usando a distribuição Weibull e determine aleatoriamente o tempo de recarga do VE ( $T_{CAR}$ ) usando uma distribuição uniforme entre o tempo de recarga mínimo e máximo.
13. Verifique se é o primeiro dia do ano.
  - 13.1. Se sim, calcule o tempo de chegada do VE ao EP ( $T_{ARR}$ ) usando a distribuição normal com MU e SIGMA fixos.
  - 13.2. Se não, calcule  $T_{ARR}$  ajustado pelo dia do ano com parâmetros adicionais.
14. Gere a condição auxiliar (Aux) usando uma distribuição uniforme entre 1 e 8 para depois selecionar a capacidade da bateria ( $C_{Bat}$ ).
15. Avalie os casos com base no valor de Aux.
  - 15.1. Se Aux for igual a 1, defina  $C_{Bat}$  para 30 e prossiga.
  - 15.2. Se Aux for igual a 2, defina  $C_{Bat}$  para 33 e prossiga assim segundo foi apresentado na Tabela 5.
  - 15.3. Se Aux for igual a 7, defina  $C_{Bat}$  para 52 e prossiga.
  - 15.4. Para todos os outros casos correspondentes a Aux sendo 8, defina  $C_{Bat}$  para 67 e prossiga.
16. Termine iterando de volta ao processo com base nas conexões do loop.
17. Calcule o tempo final da recarga ( $T_{FIN\_CAR}$ ) usando a soma de  $T_{CAR}$  e  $T_{ARR}$ .
18. Iterar sobre o número de pontos de recarga ( $n_{Pont\_Rec}=1$ ) até  $n_{Pont\_Rec} \times N_{EP}$ . Para cada valor de  $n_{Pont\_Rec}$ , prossiga para a próxima iteração.
19. Iterar para cada veículo (VE) de 1 a  $N_{VE}$ ,
20. Dentro do loop do veículo, iterar sobre cada passo de tempo de chegada do VE ao ponto de recarga até o tempo final da recarga ( $T_{ARR}$  a  $T_{FIN\_CAR}$ ).

Figura 22 – Continuação.



Fonte: Autor.

21. Execute o processo de cálculo da potência de recarga a cada minuto baseado no tempo de recarga de cada EV desde o tempo de chegada do VE ao ponto, até o tempo final da recarga. A potência da recarga calcula-se, segundo a equação (10), a potência de recarga ( $P_{ch}$ ) do  $i$ -ésimo VE de um conjunto de  $N_{EV}$  VEs. O  $i$ -ésimo VE chega ao  $k$ -ésimo ponto de recarga no  $j$ -ésimo EP, onde  $n_p$  é o número de pontos de recarga no EP. A Equação (10) utiliza as variáveis estocásticas geradas para calcular  $P_{ch}$ . Os subscritos  $[i]$ ,  $[j]$  e  $[k]$  indicam que a variável associada depende do  $i$ -ésimo VE no processo de recarga, no  $k$ -ésimo ponto de recarga, dentro do  $j$ -ésimo EP.

$$P_{ch_{[i][j][k]}} = \frac{SOC_{fin_{[i][j][k]}} - SOC_{ini_{[i][j][k]}}}{T_{ch_{[i][j][k]}}} \times C_{bat_{[i][j][k]}} \quad (10)$$

22. O perfil de carga diário em cada ponto de recarga é determinado pelo número de VEs que chegam e seus respectivos horários de chegada. Portanto, a potência de recarga em qualquer ponto de recarga dentro do EP é detalhada na Equação (11). Nessa equação,  $P_{ch[n_p]}$  representa a potência de recarga no ponto de recarga  $n_p$ ,  $P_{ch[k]}$  é a potência de recarga no  $k$ -ésimo ponto de recarga, e  $P_{ch1}$  é a potência de recarga no primeiro ponto de recarga. Além disso, para cada VE,  $P_{chN_{EV}n_p}$  indica a potência de recarga para o  $N_{EV}$ -ésimo VE no ponto de recarga  $n_p$ ,  $P_{chN_{EV}k}$  é a potência de recarga para o  $N_{EV}$ -ésimo VE no  $k$ -ésimo ponto de recarga, e  $P_{chN_{EV}1}$  é a potência de recarga para o  $N_{EV}$ -ésimo VE no primeiro ponto de recarga.

$$\begin{aligned} P_{ch[n_p]} &= P_{ch[1][n_p]} + P_{ch[2][n_p]} + \dots + P_{ch[N_{EV}][n_p]} = \sum_{x=1}^{N_{EV}n_p} P_{ch[x][n_p]} \\ P_{ch[k]} &= P_{ch[1][k]} + P_{ch[2][k]} + \dots + P_{ch[N_{EV}][k]} = \sum_{x=1}^{N_{EV}k} P_{ch[x][k]} \\ &\dots \\ P_{ch[1]} &= P_{ch[1][1]} + P_{ch[2][1]} + \dots + P_{ch[N_{EV}][1]} = \sum_{x=1}^{N_{EV}1} P_{ch[x][1]} \end{aligned} \quad (11)$$

23. Iterar de volta ao processo com base nas conexões do loop.

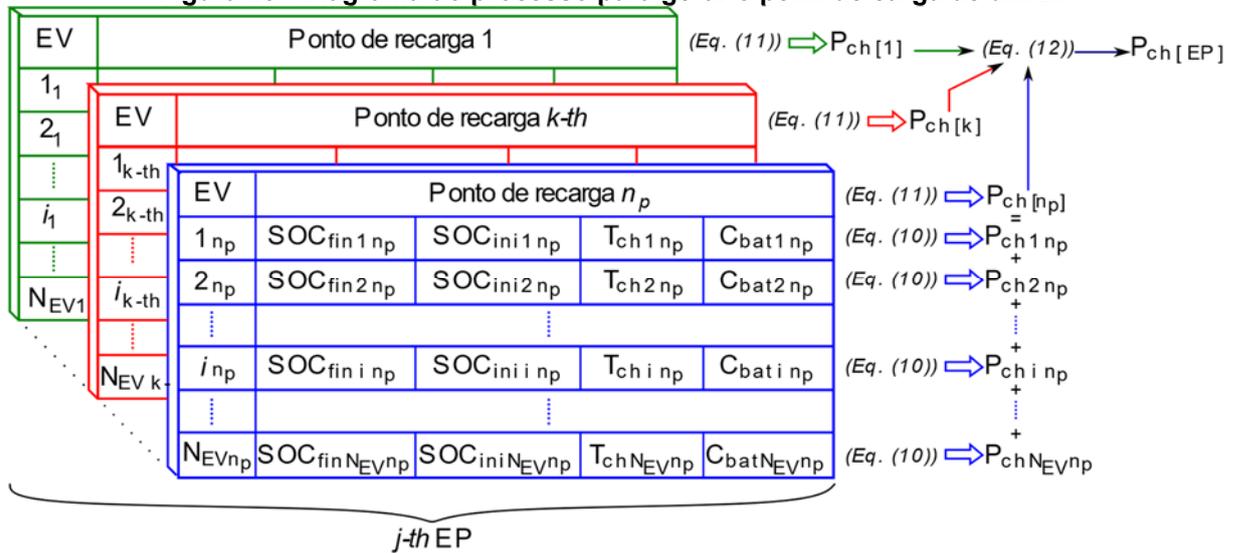
24. O perfil de carga total para um EP é calculado somando as potências de recarga de cada ponto de recarga individual por minuto do dia, conforme descrito nas equações (12) e (13)

$$\begin{aligned}
 P_{ch[EP]} &= P_{ch[n_p]} + \dots + P_{ch[k]} + \dots + P_{ch[1]} \\
 &= \sum_{x=1}^{N_{EV} n_p} P_{ch[x][n_p]} + \dots + \sum_{x=1}^{N_{EV} k} P_{ch[x][k]} + \dots + \sum_{x=1}^{N_{EV} 1} P_{ch[x][1]}
 \end{aligned} \tag{12}$$

$$P_{ch[EP]} = \sum_{x=1}^{n_p} P_{ch[x]} \tag{13}$$

Cada ponto de recarga é configurado para fornecer uma potência máxima de recarga de 100 kVA. A Figura 23 mostra o processo de geração do perfil de carga do j-ésimo EP para programar o QDM para a simulação.

**Figura 23 - Diagrama do processo para gerar o perfil de carga de um EP**



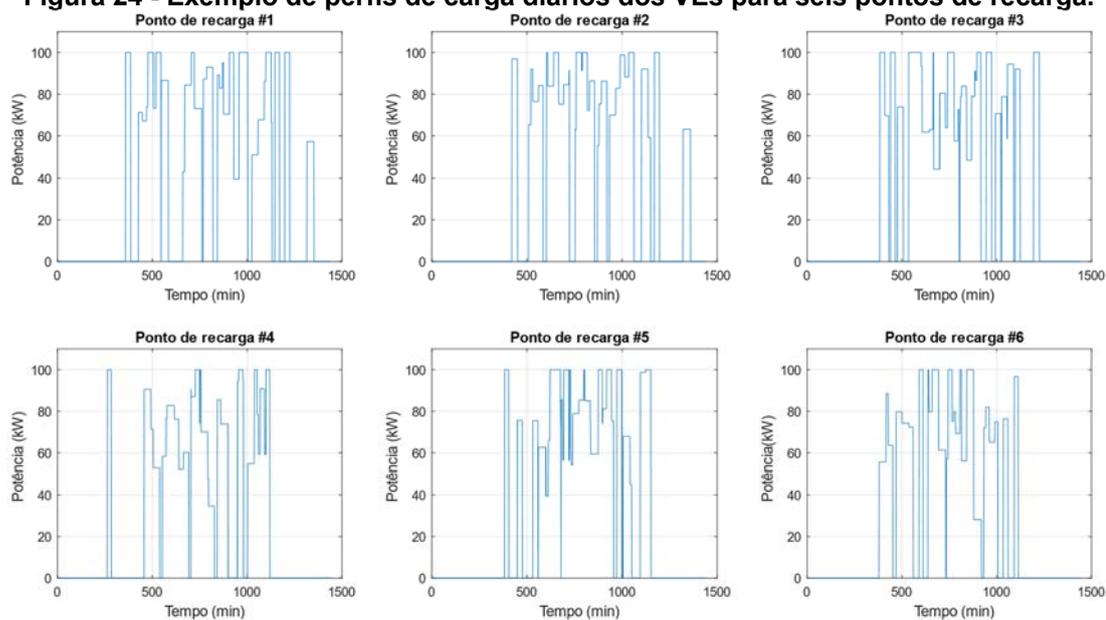
Fonte: Autor.

A Figura 24 ilustra o exemplo de um perfil de carga de um EP com seis pontos de recarga durante um dia. Cada VE é recarregado a uma potência constante.

25. Calcular o perfil da recarga na barra sendo a somatória dos perfis de carga de cada EP conectado na barra.

26. Concluir o processo no nó 'Fim'.

**Figura 24 - Exemplo de perfis de carga diários dos VEs para seis pontos de recarga.**



Fonte: Autor.

Para avaliar a metodologia proposta dois estudos de caso e diferentes cenários são testados como é apresentado no seguinte capítulo.

## 4 ESTUDOS DE CASO

O impacto da recarga rápida em um alimentador de MT é avaliado em dois estudos de caso e diferentes cenários, utilizando dois alimentadores: um alimentador real denominado BENBN-01, localizado próximo à rodovia entre as cidades de Benevides e Santa Isabel do Pará, no norte do Brasil, e um alimentador hipotético de 4 barras. As simulações são realizadas com perfis anuais de demanda de carga do alimentador BENBN-01, obtidos a partir de medições reais de 2019 na subestação de Benevides e fornecidos pela Equatorial Energia - Pará. Para a recarga rápida, os perfis são sintéticos, gerados conforme explicado nos capítulos anteriores.

O BENBN-01 é um alimentador de 13,8 kV e 12,54 km de extensão, que possui 161 transformadores de distribuição, um banco de três reguladores de tensão monofásicos de 2,75 MVA e 13,8 kV conectados em delta, com  $\pm 16$  posições de tape, e dois bancos de capacitores fixos de 600 kVAr. Um transformador trifásico de 20 MVA, 110 kV/13,8 kV, sustenta o alimentador na subestação de Benevides. O alimentador é apresentado na Figura 25.

**Figura 25 - Alimentador BENBN-01 e eletropostos para o cenário dois.**

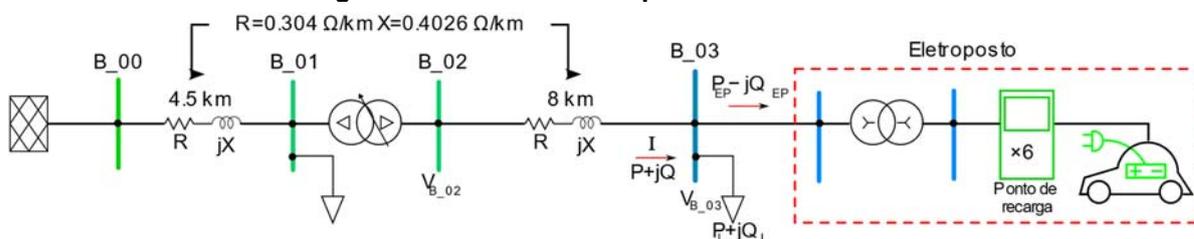


Fonte: Autor.

O alimentador de 4 barras é mostrado na Figura 26. Entre as barras B\_00 e B\_01, há uma linha de 4,5 km. Entre as barras B\_01 e B\_02, há um regulador de tensão com as mesmas características mencionadas anteriormente. Finalmente, entre

as barras B\_02 e B\_03, há uma linha de 8 km. As linhas têm uma impedância de  $0,304 + j0,4026 \Omega/\text{km}$ . Nas barras B\_01 e B\_03, estão conectadas cargas com perfil de carga variável no tempo. Na barra B\_03, estão conectados os eletropostos.

**Figura 26 - Alimentador hipotético de 4 barras.**



Fonte: Autor.

#### 4.1 ESTUDO DE CASO 1: ALIMENTADOR BENBN-01 SEM COMUTAÇÃO DO TAPE DO REGULADOR DE TENSÃO

Neste estudo de caso, busca-se avaliar o impacto da recarga rápida na tensão e no carregamento do alimentador. O regulador de tensão está fora de serviço, portanto, não controla a tensão no alimentador. As simulações foram realizadas para três cenários: cenário base, conexão dos eletropostos ao longo do alimentador e conexão dos eletropostos concentrados no final do alimentador.

A simulação anual é realizada com um passo de 5 minutos e repetida cinco vezes para cada cenário. Os dados processados correspondem aos resultados médios das simulações para cada variável analisada em cada etapa da simulação.

**Cenário 1 - Cenário base:** Neste cenário o alimentador não tem eletropostos conectados.

**Cenário 2 - Alimentador BENBN-01 com três eletropostos localizados ao longo do alimentador:** Três eletropostos estão localizados em locais diferentes no alimentador.

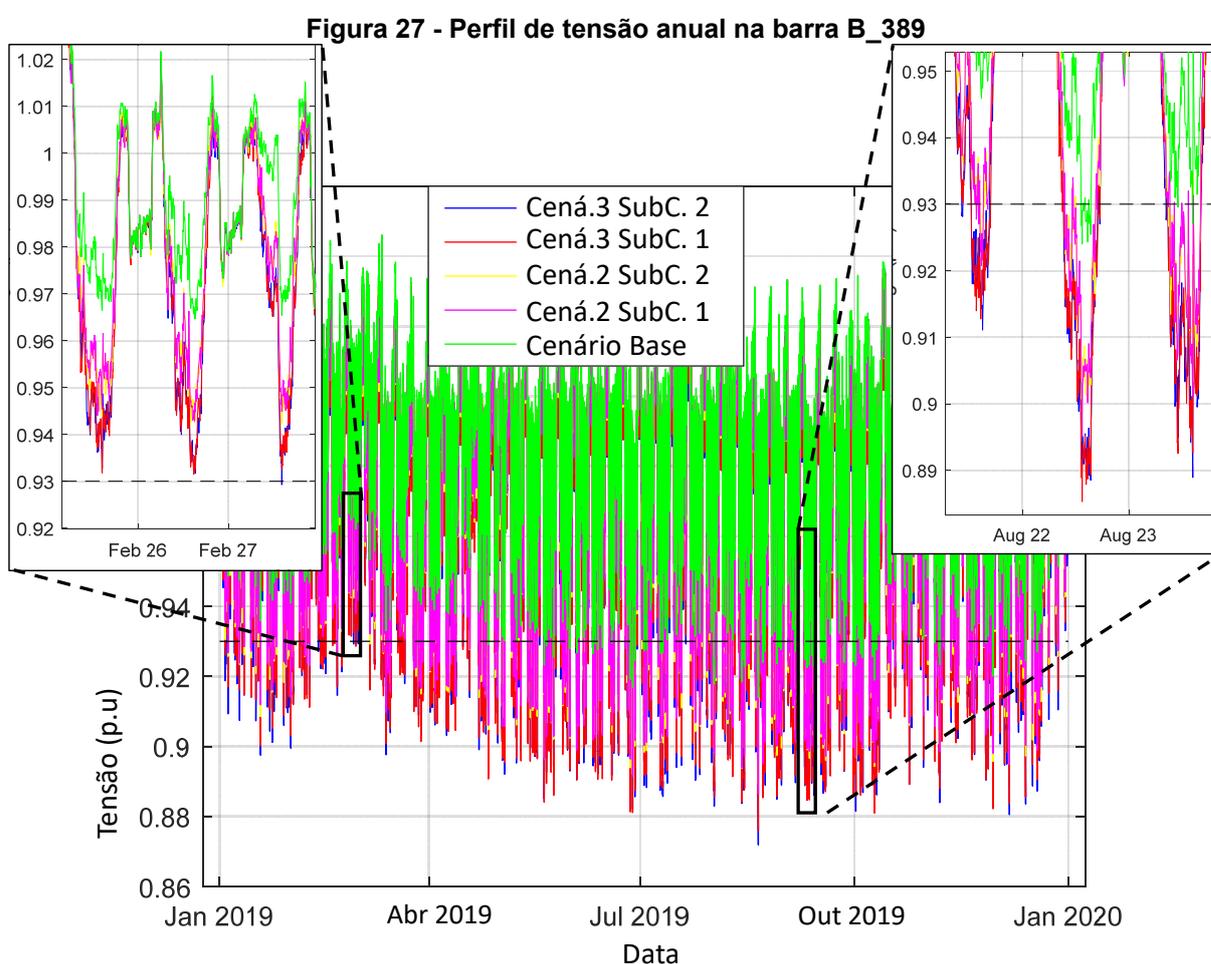
**Cenário 3 - Alimentador BENBN-01 com três eletropostos localizados ao final do alimentador:** Neste cenário, a barra B\_389 possui dezoito pontos de carregamento no final do alimentador.

Os cenários dois e três possuem dois subcenários cada. O primeiro subcenário não considera o efeito do aumento da mobilidade de VE devido à época de férias, enquanto o segundo subcenário inclui esse efeito.

Os resultados da avaliação deste estudo de caso são apresentados a seguir.

#### 4.1.1 Avaliação de violação de subtensão

A Figura 27 mostra o perfil de tensão na barra 389 durante 2019 para o cenário base e os cenários dois e três com os subcenários um e dois. Há um contraste entre dois dias em fevereiro e dois em agosto. Para todos os casos, os dias de fevereiro não atingem o limite inferior de tensão de 0,93 p.u., portanto a probabilidade de violação de subtensão para esses dias será zero. Por outro lado, em agosto, para todos os casos, há tempos decorridos em que a tensão fica abaixo de 0,93 p.u. Assim, a probabilidade de violação de subtensão será diferente de zero nesses dias.

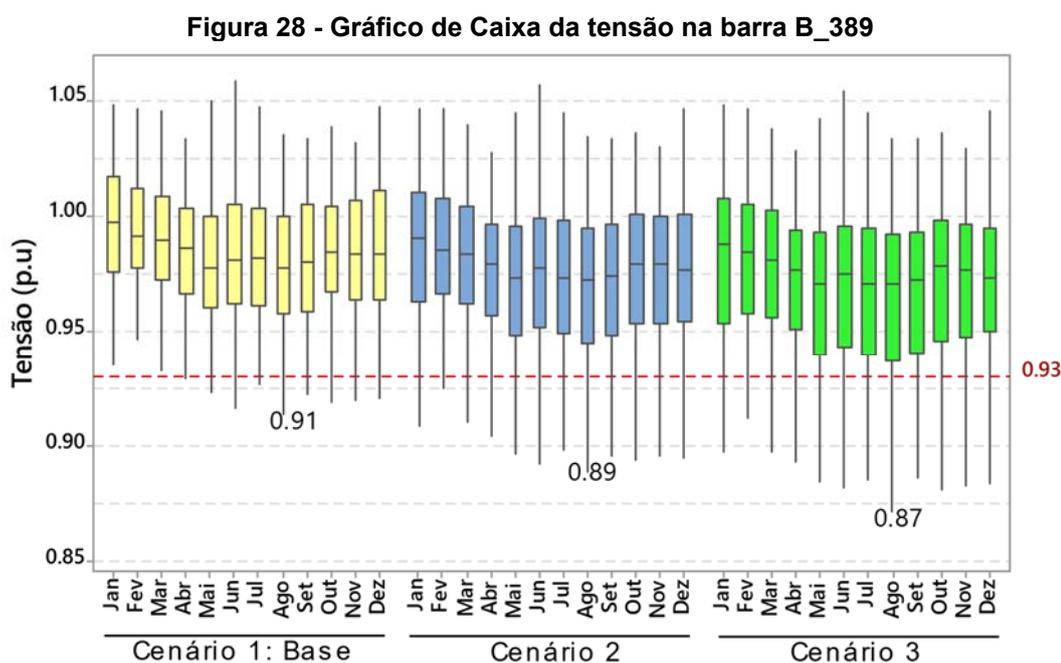


Fonte: Autor.

Se a avaliação das violações de subtensão fosse realizada apenas para os dias selecionados de fevereiro, o resultado seria subestimado devido à ausência de violações de limites. No entanto, se a avaliação fosse realizada nos dias selecionados

de agosto, o resultado poderia ser superestimado. Portanto, a avaliação deve ser feita anualmente, e não apenas para o pior caso.

A Figura 28 apresenta o gráfico de caixa dos dados de magnitude de tensão para um ano. De janeiro a março, o caso base não está abaixo do limite inferior de tensão. Por outro lado, em todos os meses, os valores de magnitude de tensão para os cenários dois e três estão abaixo de 0,93 p.u.; o valor mais baixo de tensão (aproximadamente 0,87 p.u.) ocorre em agosto para o cenário três.

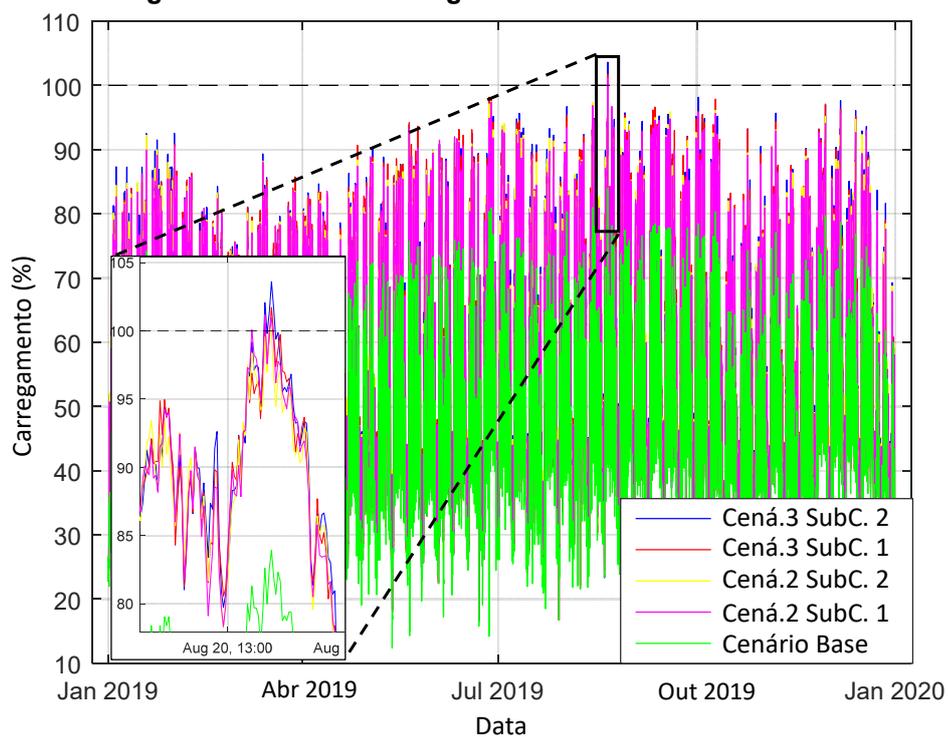


#### 4.1.2 Avaliação do carregamento do alimentador

A Figura 29 mostra o carregamento anual do alimentador. No dia 20 de agosto, o carregamento ultrapassou 100% por apenas alguns minutos no cenário 3, tanto no subcenário um quanto no subcenário dois, atingindo cerca de 103%. Durante o restante do ano, não houve sobrecarga dos equipamentos. Portanto, a probabilidade de violação de carregamento do alimentador em agosto é muito baixa, e para os demais dias do ano, é zero.

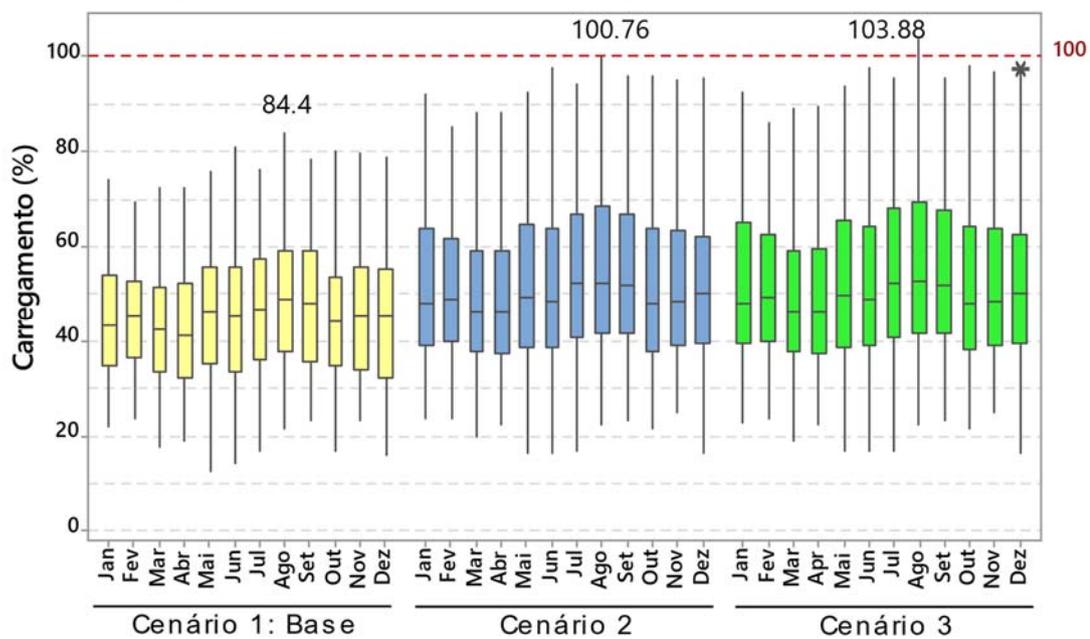
A Figura 30 ilustra o gráfico de caixa do carregamento do alimentador. Observa-se que as medianas dos dados estão entre 40% e 55%. O gráfico também evidencia a violação do limite de carregamento em agosto nos cenários dois e três.

**Figura 29 - Perfil do carregamento anual do alimentador.**



Fonte: Autor.

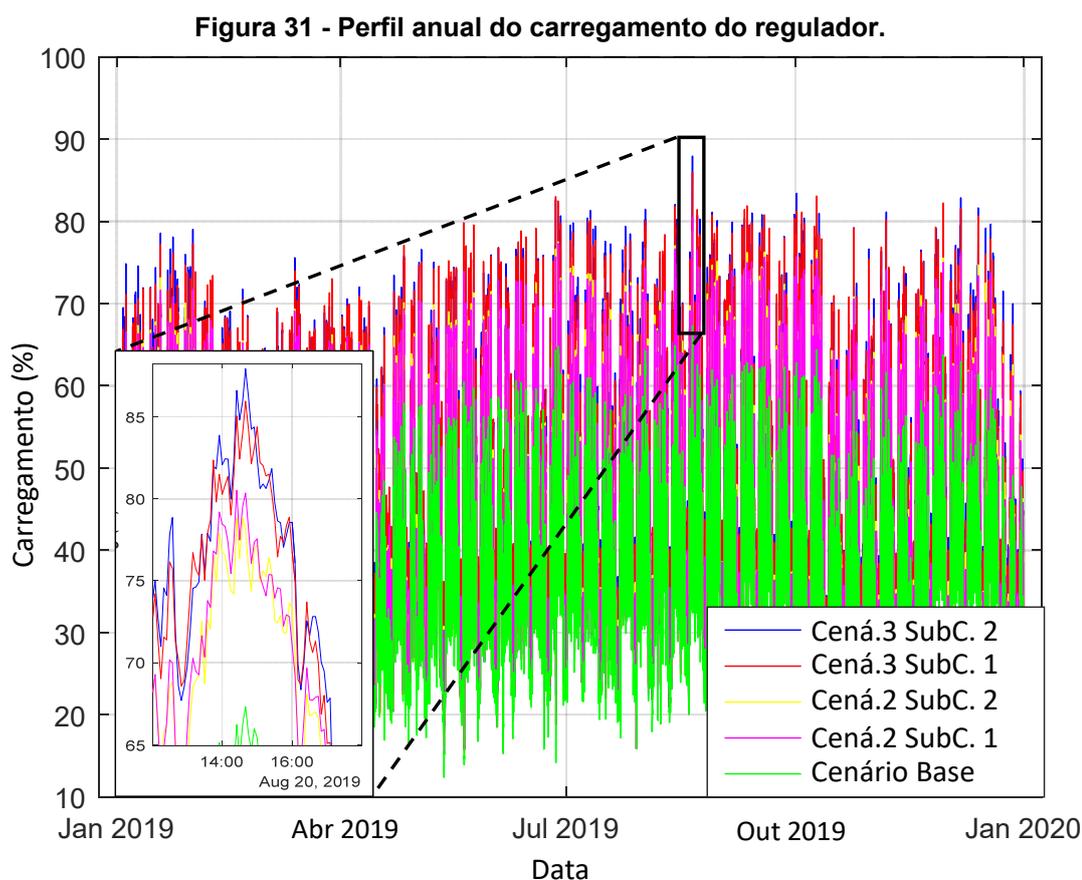
**Figura 30 - Gráfico de Caixa do carregamento do alimentador.**



Fonte: Autor.

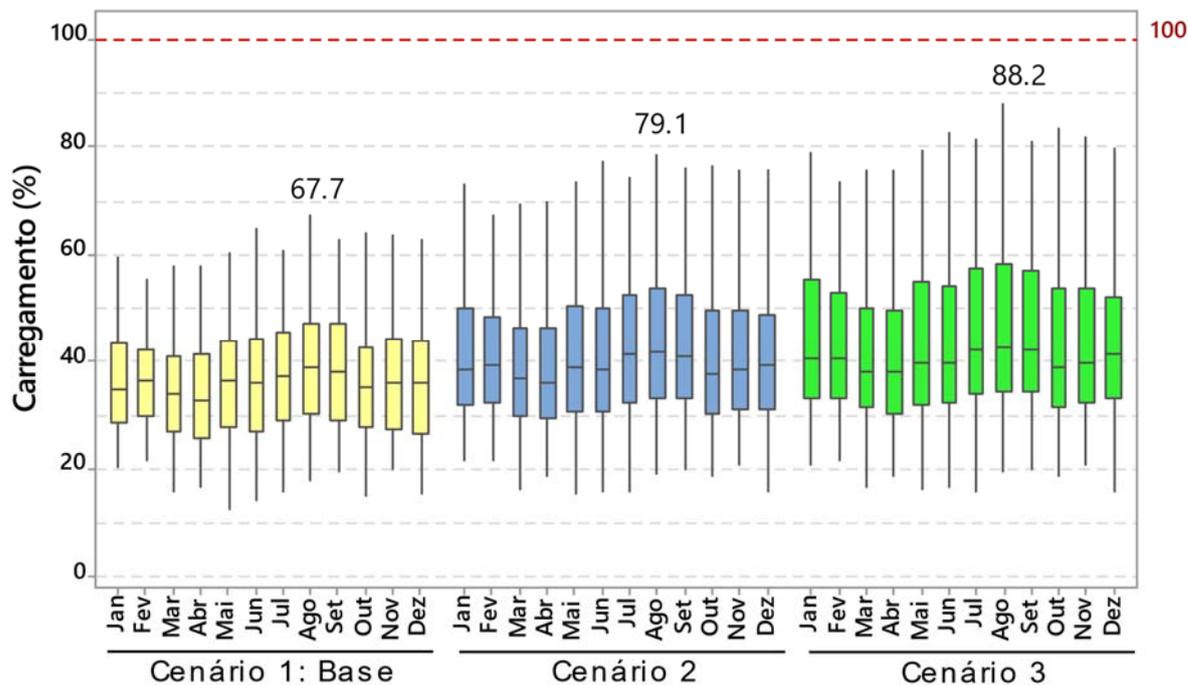
#### 4.1.3 Avaliação de violação de carregamento do regulador de tensão

A Figura 31 mostra a carga do regulador ao longo do ano. O carregamento não atinge o limite de sobrecarga. Em 20 de agosto, a carga é de cerca de 88% para o cenário três no subcenário dois, em contraste com cerca de 78% para o cenário dois e 67% para o cenário base. A carga máxima possível varia entre 55% e 88% ao longo do ano.



A Figura 32 apresenta o gráfico de caixa dos dados de carregamento do regulador de tensão. Os resultados mostram que as medianas dos cenários dois e três estão em torno de 40%, aproximadamente 3% maiores que os valores do cenário base em cada mês. Além disso, é possível observar que o cenário três tem um impacto mais significativo na carga do regulador de tensão, pois 75% dos dados possuem valores acima dos 75% dos dados do cenário dois. O regulador de tensão não sofreu sobrecarga em nenhum dos casos simulados.

Figura 32 - Gráfico de Caixa do carregamento do regulador

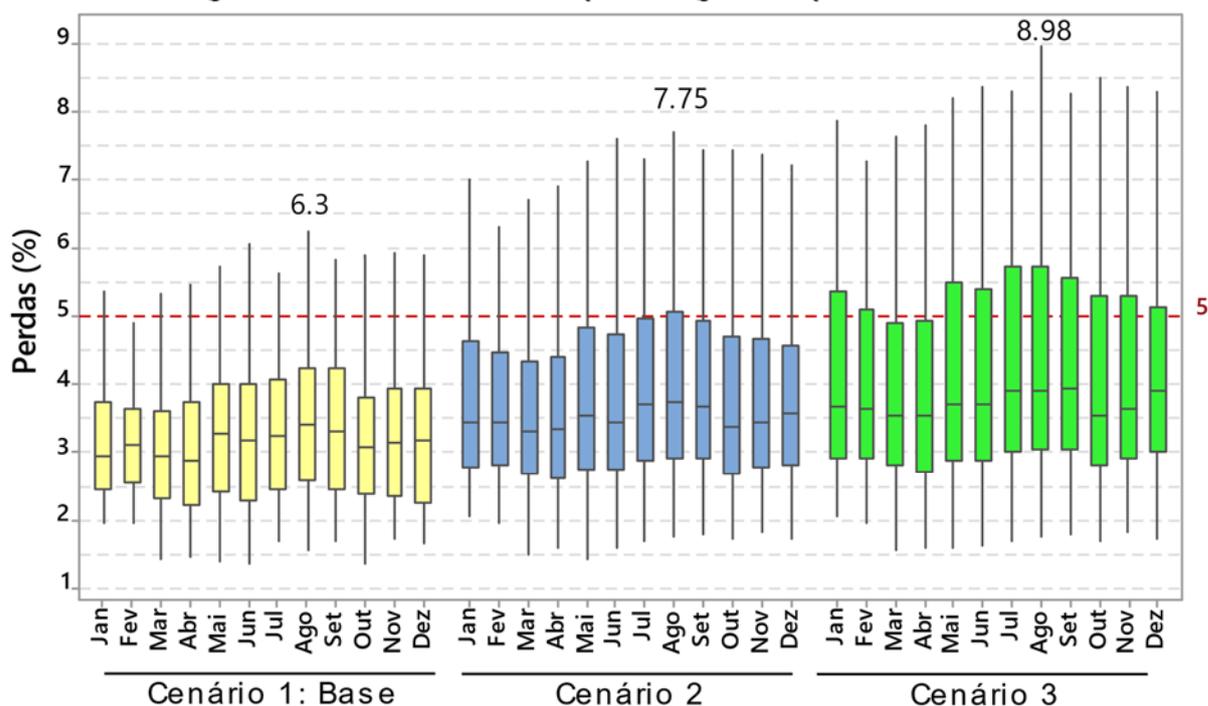


Fonte: Autor.

#### 4.1.4 Avaliação das perdas de potência ativa no alimentador

A Figura 33 mostra a porcentagem de perdas de potência ativa no alimentador. No cenário base, 75% dos dados de agosto e setembro (terceiro quartil) estão abaixo de 4,2%. No cenário dois, o quarto quartil está acima de 5% apenas em agosto. No cenário três, 75% dos dados de março e abril estão abaixo de 5% das perdas de potência ativa; nos demais meses, pelo menos 25% dos dados superam 5% das perdas de potência ativa. Os valores máximos para os cenários três e dois são 8,97% e 7,75%, respectivamente. Portanto, o percentual de perdas de potência ativa é mais significativo no cenário três do que nos demais cenários.

Figura 33 - Gráfico de Caixa da percentagem das perdas técnicas.

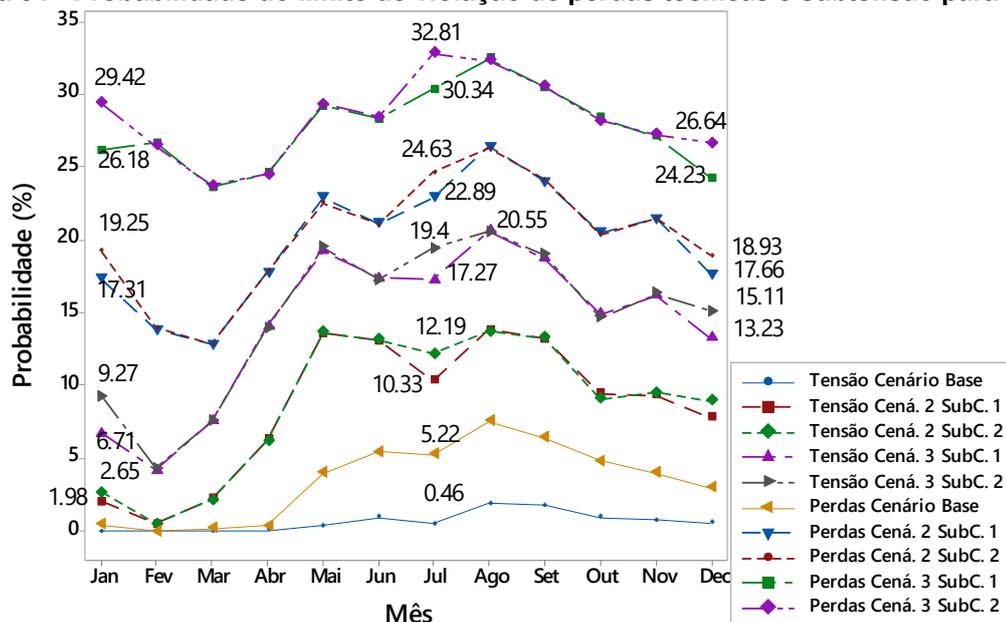


Fonte: Autor.

#### 4.1.5 Probabilidade de violação de limite dos problemas investigados

A Figura 34 - Probabilidade do limite de violação de perdas técnicas e subtensão para um ano. Figura 34 mostra as probabilidades de violação do limite para tensão abaixo de 0,93 p.u. e perdas de potência ativa acima de 5%. A maior probabilidade de violação do limite para perdas de potência ativa ocorreu em julho, no cenário três do subcenário dois, atingindo 32,81%. No mesmo cenário três, mas no subcenário um, a probabilidade de perdas de potência ativa é de 30,34%, uma diferença de 2,47%. As diferenças entre os subcenários mencionados para o cenário três em janeiro e dezembro são de 3,24% e 2,41%, respectivamente.

**Figura 34 - Probabilidade do limite de violação de perdas técnicas e subtensão para um ano.**



Fonte: Autor.

Os aumentos mais significativos na probabilidade de aumento das perdas de potência ativa ocorreram em janeiro. Em comparação com o cenário base, as probabilidades são de 29,03% para o cenário três no subcenário dois e 26,64% para o cenário três no subcenário um. O menor valor de probabilidade é encontrado em março para o cenário dois, com 12,61% no subcenário um e 12,63% no subcenário dois.

Em relação à avaliação da violação do limite de subtensão, a maior probabilidade de que a tensão na barra B\_389 seja menor que 0,93 p.u. é de cerca de 20,55% para o cenário três em agosto, para ambos os subcenários mencionados. Em julho, há uma diferença entre os dois subcenários, com uma probabilidade máxima de 19,4% para o subcenário dois, em contraste com 17,27% para o subcenário um, uma diferença de 2,13%. Em janeiro e dezembro, as diferenças entre os subcenários são de 2,56% e 1,88%, respectivamente.

Quanto à sobrecarga do alimentador, a probabilidade de violação está entre 0,04% e 0,02%. Para o carregamento do regulador, com base na Figura 32, é possível ver que a probabilidade é zero, pois nenhum dos dados resultantes está acima de 100%.

#### 4.1.6 Relação entre Sazonalidade e as variáveis analisadas

A normalidade dos dados foi testada para iniciar um processo de análise estatística e comparar os resultados mensais para os casos analisados e seus cenários, revelando que consistiam em dados não paramétricos. Consequentemente, o teste de hipótese de Mann-Whitney foi empregado no software Minitab® 21.4.2 para a análise. Este teste compara as medianas entre dois grupos de dados independentes com base em duas hipóteses: a hipótese nula postula que as medianas dos dois grupos são iguais; em contraste, a hipótese alternativa pode ser selecionada para sugerir que a mediana do primeiro grupo é maior ou menor que a mediana do segundo grupo. Um nível de confiança de 95% (nível de significância de 0,05) é usado. Se o valor p do teste for menor que 0,05, a hipótese nula é rejeitada em favor da hipótese alternativa.

Os grupos de comparação são os seguintes: Cenário 2 Sub-cenário 1 (C2 SC1): EPs são distribuídos ao longo do alimentador sem considerar o aumento da mobilidade durante as temporadas de férias. Cenário 2 Sub-cenário 2 (C2 SC2): EPs são distribuídos, incluindo os efeitos do aumento da mobilidade. Cenário 3 Sub-cenário 1 (C3 SC1): EPs são concentrados no final do alimentador sem considerar os efeitos do aumento da mobilidade. Cenário 3 Sub-cenário 2 (C3 SC2): EPs são concentrados, incluindo os efeitos do aumento da mobilidade.

##### 4.1.6.1 Relação entre Sazonalidade e as variáveis analisadas

Para esta análise, a hipótese alternativa sugere que a mediana do primeiro grupo é maior que a mediana do segundo grupo. A Figura 35 apresenta os grupos comparados e os p-valores resultantes do teste de Mann-Whitney ao longo dos 12 meses do ano para a tensão no barramento B\_389; p-valores menores que 0,05 (destacados em vermelho) rejeitam a hipótese nula, enquanto p-valores maiores que 0,05 (destacados em verde) aceitam a hipótese nula.

**Figura 35 - p-valores do teste de Mann-Whitney para a tensão na barra B\_389.**

|         |        | Grupo 2 |        |        |           |        |        |          |        |        |
|---------|--------|---------|--------|--------|-----------|--------|--------|----------|--------|--------|
|         |        | C3 SC1  | C2 SC2 | C3 SC2 | C3 SC1    | C2 SC2 | C3 SC2 | C3 SC1   | C2 SC2 | C3 SC2 |
|         |        | Janeiro |        |        | Fevereiro |        |        | Março    |        |        |
| Grupo 1 | C2 SC1 | 0.001   | 0.009  |        | 0.001     | 0.519  |        | 0.001    | 0.484  |        |
|         | C3 SC1 |         |        | 0.001  |           |        | 0.506  |          |        | 0.455  |
|         |        | Abril   |        |        | Maio      |        |        | Junho    |        |        |
| Grupo 1 | C2 SC1 | 0.001   | 0.405  |        | 0.001     | 0.506  |        | 0.001    | 0.542  |        |
|         | C3 SC1 |         |        | 0.482  |           |        | 0.501  |          |        | 0.507  |
|         |        | Julho   |        |        | Agosto    |        |        | Setembro |        |        |
| Grupo 1 | C2 SC1 | 0.001   | 0.006  |        | 0.001     | 0.524  |        | 0.001    | 0.528  |        |
|         | C3 SC1 |         |        | 0.001  |           |        | 0.463  |          |        | 0.437  |
|         |        | Outubro |        |        | Novembro  |        |        | Dezembro |        |        |
| Grupo 1 | C2 SC1 | 0.001   | 0.525  |        | 0.001     | 0.539  |        | 0.001    | 0.006  |        |
|         | C3 SC1 |         |        | 0.545  |           |        | 0.522  |          |        | 0.001  |

Fonte: Autor.

O teste entre C2 SC1 e C3 SC1 aceitou a hipótese alternativa, indicando que FCSs concentrados no final do alimentador (sem efeitos de mobilidade) têm um impacto mais negativo na tensão do barramento do que FCSs distribuídos ao longo do alimentador. Em janeiro, julho e dezembro, o teste entre C2 SC1 e C2 SC2 aceitou a hipótese alternativa, sugerindo que a mediana da tensão com EP distribuídos (sem efeitos de mobilidade) é maior do que com incremento na mobilidade. Nos outros meses, a hipótese nula foi aceita, indicando que não há diferença estatística entre as medianas. Durante os meses de férias, o teste entre C3 SC1 e C3 SC2 aceitou a hipótese alternativa, implicando um impacto mais significativo com EPs concentrados no final do alimentador (incluindo os efeitos no aumento da mobilidade e a recarga dos VE). Nos outros meses, não há variação estatisticamente significativa entre as medianas dos dois grupos comparados.

#### 4.1.6.2 Relação entre Sazonalidade e Perdas no Alimentador

Para a análise das perdas, a hipótese alternativa selecionada sugeriu que o valor da mediana do Grupo 1 é menor que a do Grupo 2. A Figura 36 apresenta os p-valores do teste de Mann-Whitney nos dados mensais de perdas no alimentador. Ao longo do ano, quando não há aumento na mobilidade de VE, as perdas no alimentador são mais significativas quando os EP estão concentrados, em comparação com suas localizações distribuídas.

**Figura 36 - p-valores do teste de Mann-Whitney para perdas no alimentador.**

|         |        | Grupo 2 |        |        |           |        |        |          |        |        |
|---------|--------|---------|--------|--------|-----------|--------|--------|----------|--------|--------|
|         |        | C3 SC1  | C2 SC2 | C3 SC2 | C3 SC1    | C2 SC2 | C3 SC2 | C3 SC1   | C2 SC2 | C3 SC2 |
| Grupo 1 |        | Janeiro |        |        | Fevereiro |        |        | Março    |        |        |
|         | C2 SC1 | 0.001   | 0.001  |        | 0.001     | 0.524  |        | 0.001    | 0.478  |        |
|         | C3 SC1 |         |        | 0.001  |           |        | 0.491  |          |        | 0.415  |
|         |        | Abril   |        |        | Maio      |        |        | Junho    |        |        |
|         | C2 SC1 | 0.001   | 0.351  |        | 0.001     | 0.501  |        | 0.001    | 0.573  |        |
|         | C3 SC1 |         |        | 0.469  |           |        | 0.542  |          |        | 0.510  |
|         |        | Julho   |        |        | Agosto    |        |        | Setembro |        |        |
|         | C2 SC1 | 0.001   | 0.001  |        | 0.001     | 0.564  |        | 0.001    | 0.547  |        |
|         | C3 SC1 |         |        | 0.001  |           |        | 0.445  |          |        | 0.412  |
|         |        | Outubro |        |        | Novembro  |        |        | Dezembro |        |        |
|         | C2 SC1 | 0.001   | 0.526  |        | 0.001     | 0.555  |        | 0.001    | 0.006  |        |
|         | C3 SC1 |         |        | 0.555  |           |        | 0.555  |          |        | 0.001  |

Fonte: Autor.

A hipótese nula foi rejeitada para janeiro, julho e dezembro, indicando um aumento maior nas perdas no alimentador quando os EP estão concentrados em vez de distribuídos. Além disso, as perdas aumentam com a maior mobilidade de VE, seja comparando casos com EP distribuídos ou com estações concentradas no final do alimentador. No entanto, durante os meses fora do período de férias, não há diferença estatisticamente significativa nas perdas no alimentador ao comparar as localizações concentradas dos EP com ou sem aumento da mobilidade de VE.

#### 4.2 ESTUDO DE CASO 2: ALIMENTADOR HIPOTETICO DE 4 BARRAS

Este estudo de caso busca caracterizar o impacto da recarga rápida no número de comutações do tape do regulador de tensão e na tensão em uma rede de distribuição simples de 4 barras (Figura 26). Diferentes cenários estocásticos de teste são simulados para um intervalo de 24 horas. Cada cenário é simulado várias vezes; a média dos resultados em cada passo de simulação é calculada e, em seguida, os resultados são analisados para avaliar as probabilidades de violação do limite de tensão e o aumento no número de operações do tape do regulador de tensão.

A Tabela 7 apresenta os cenários deste estudo de caso para diferentes Níveis de Penetração (PL: Penetration Level) de VE, com o regulador de tensão operando com e sem a função “Line Drop Compensator” (LDC). Cada caso foi simulado quatro vezes com um passo de simulação de 1 segundo para um dia aleatório em 2019. Os resultados são a média das simulações para cada cenário de estudo (C0-C10).

**Tabela 7 - Cenários de estudo para a caracterização do problema de queda de tensão e número de operações do tape do regulador de tensão.**

| Cenário | Descrição                            | Cenário | Descrição            |
|---------|--------------------------------------|---------|----------------------|
| C0      | Cen. Base 0% of PL without LDC       | -       | -                    |
| C1      | 1.6% of PL <sup>1</sup> without LDC. | C6      | 1.6% of PL with LDC  |
| C2      | 3.3% of PL <sup>2</sup> without LDC. | C7      | 3.3% of PL with LDC. |
| C3      | 10% of PL <sup>3</sup> without LDC.  | C8      | 10% of PL with LDC.  |
| C4      | 20% of PL <sup>4</sup> without LDC.  | C9      | 20% of PL with LDC.  |
| C5      | 30% of PL <sup>5</sup> without LDC.  | C10     | 30% of PL with LDC.  |

<sup>1</sup> One charging point (CP); <sup>2</sup> Two CPs; <sup>3</sup> Six CPs (One FCS); <sup>4</sup> Twelve CPs (Two FCSs); <sup>5</sup> Eighteen CPs (Three EPs). Fonte: Autor

O PL depende do número de pontos de recarga (NCP), da potência nominal de cada ponto ( $S_{nom}$ ) e da carga máxima ( $P_{max}$ ) no alimentador. Neste estudo de caso,  $P_{max}$  é 6 MW. Para calcular o PL, utiliza-se a Equação (14).

$$PL(\%) = \frac{NCP \times S_{nom}}{P_{max}} 100\% \quad (14)$$

A função LDC é uma parte integral do SVR, utilizando medições de corrente e tensão obtidas através de um transformador de corrente e um transformador de potencial no lado da carga. Quando o SVR não utiliza a LDC, ele regula a tensão exclusivamente no barramento do lado da carga. No entanto, quando a função LDC está habilitada, a regulação da tensão se estende a um ponto além do barramento do lado da carga.

Para utilizar a função LDC, é necessário configurar os valores de resistência (R) e reatância (X) da linha do alimentador do lado da carga do SVR até o novo ponto de regulação, além de configurar a banda morta, que permite a variação da tensão centrada em torno de um ponto desejado.

No problema de caracterização discutido nesta tese, o ponto de regulação está localizado no barramento do EP, com valores específicos de R, X e distância, conforme mostrado na Figura 26. A tensão de regulação é centrada em 0,94 p.u., com uma banda morta de  $\pm 0,01$  p.u. Isso garante que a tensão permaneça dentro da faixa de 0,93 p.u. a 0,95 p.u., alinhando-se com os valores regulamentados aceitos no Brasil para redes de distribuição de média tensão.

#### 4.2.1 Impacto da recarga rápida de VEs na tensão.

A probabilidade de violação dos limites de tensão (menor que 0,93 p.u. e maior que 1,05 p.u.) nas barras B\_02 e B\_03 para os cenários da Tabela 7 foi calculada para

avaliar o impacto da recarga rápida na qualidade da tensão. Os resultados estão apresentados na Tabela 8. Observa-se que há probabilidades diferentes de zero para a violação do limite de subtensão na barra três sem o LDC. Especificamente, a probabilidade para o cenário três (10% do PL) é de 5,3%, para o cenário quatro (20% do PL) é de 25%, e para o cenário cinco (30% do PL) é de 33,7%. Os outros cenários apresentam probabilidade zero de violação do limite de subtensão. A probabilidade de violação aumenta conforme o nível de penetração também aumenta.

Em relação às probabilidades de violação do limite de sobretensão na barra dois com LDC, os cenários sete (3% do PL), oito (10% do PL) e nove (20% do PL) apresentam probabilidades diferentes de zero, variando entre 2,5% e 3,2%. O cenário dez causa violação dos limites de subtensão e sobretensão, com probabilidades de 18,8% e 1,1%, respectivamente.

**Tabela 8 - Probabilidades de violações de limite de tensão para a caracterização do problema.**

| Prob (%) /<br>Cenário | C0  | C1  | C2  | C3  | C4   | C5   | C6  | C7  | C8  | C9  | C10  |
|-----------------------|-----|-----|-----|-----|------|------|-----|-----|-----|-----|------|
| Sub V B_02            | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0  | 0.0  | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0  |
| Sob V B_02            | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0  | 0.0  | 0.0 | 2.5 | 3.2 | 3.2 | 1.1  |
| Sub V B_03            | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 5.3 | 25.0 | 33.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 18.8 |
| Sob V B_03            | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0  | 0.0  | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0  |

Fonte: Autor

Com os resultados anteriores, pode-se observar que, dependendo do nível de penetração, a inclusão de eletropostos de recarga rápida na rede de distribuição com um regulador de tensão pode causar problemas de tensão. Quando o regulador está funcionando sem a função LDC, há violação do limite de subtensão na barra em que o eletroposto está conectado. Nos casos em que o regulador está funcionando com LDC, os problemas observados são de violação do limite de sobretensão na barra do lado da carga do regulador. Tanto a subtensão quanto a sobretensão podem causar mau funcionamento ou danos aos eletrodomésticos da residência.

#### 4.2.2 Impacto nas operações de mudança do tape do regulador de tensão.

O impacto na mudança na posição do tape é avaliado em termos de aumento no número de operações do tape e a porcentagem de aumento para cada cenário em comparação com o cenário base. Também é analisado se a posição do tape do

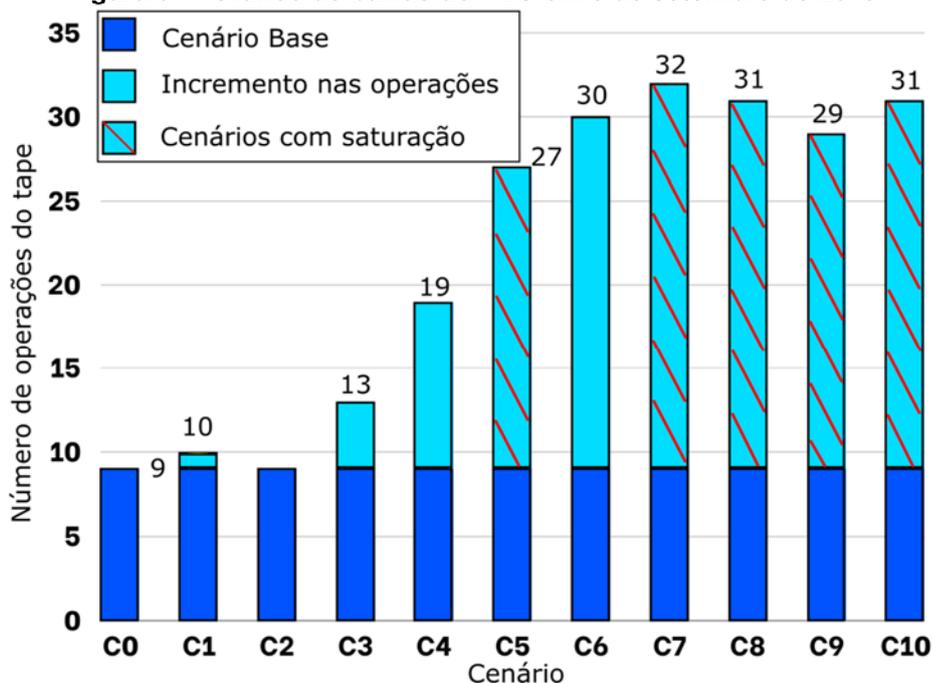
regulador satura-se, o que significa que ela atinge sua posição superior. Esses resultados são mostrados na Tabela 9 e exibidos graficamente na Figura 37. É possível observar que, para todos os cenários com LDC (C1 a C5) e sem LDC (C6 a C10), à medida que o nível de penetração aumenta, as operações do tape também aumentam. Para os cenários com LDC, o número máximo de operações ocorre no cenário cinco, com 27 operações durante um dia, causando saturação do tape; o incremento nas operações é de 200% em relação ao cenário base. Para os cenários com LDC, um PL de 1% causa 30 operações, um aumento de 233,3% sem saturação do tape. Os cenários sete a dez estão entre 29 e 32 operações, e todos eles causam saturação de tape. O cenário sete representa 250% do aumento nas operações que é a porcentagem máxima de aumento com LDC.

**Tabela 9 - Impacto na operação do tape devido à inserção de eletropostos na rede de distribuição.**

| Cenário                              | C0  | C1   | C2  | C3   | C4    | C5    | C6    | C7    | C8    | C9    | C10   |
|--------------------------------------|-----|------|-----|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Mudança do tape                      | 9   | 10   | 9   | 13   | 19    | 27    | 30    | 32    | 31    | 29    | 31    |
| Incremento nas operações do tape (%) | 0.0 | 11.1 | 0.0 | 44.4 | 105.6 | 200.0 | 233.3 | 250.0 | 238.9 | 222.2 | 241.7 |
| Saturação                            | Não | Não  | Não | Não  | Não   | Sim   | Não   | Sim   | Sim   | Sim   | Sim   |

Fonte: Autor.

**Figura 37 - Gráfico de barras do TCO em 5 de setembro de 2019.**



Fonte: Autor.

Observou-se que, se o regulador de tensão utilizar a função LDC, ele pode causar saturação do tape em níveis de penetração mais baixos do que quando a função não é utilizada. A saturação do tape pode resultar em problemas na regulação da tensão.

As próximas seções mostrarão como diferentes razões R/X dos alimentadores e níveis de penetração afetam o número de operações do tape no SVR e a qualidade da tensão do alimentador.

#### 4.3 ESTUDOS DE SENSIBILIDADE PARA R/X E VARIAÇÕES DO NÍVEL DE PENETRAÇÃO.

Esta seção mostra como as diferentes relações R/X do alimentador e os níveis de penetração afetam a operação do tape do regulador e a qualidade da tensão no alimentador. Os testes foram feitos para PL de 0%, 5%, 10%, 15% e 20%. O alimentador foi modificado por cabos comerciais de aço alumínio com bitolas de 4/0 (R/X= 0,780941), 3/0 (R/X=0,933962), 2/0 (R/X=1,139224) e 1/0 (R/X =1,38543). A função LDC no regulador não foi usada. A Tabela 10 apresenta os calibres dos cabos utilizados e seus valores de resistência e reatância, assim para cada cabo tem-se um valor de R/X. A função LDC no SVR não foi utilizada.

**Tabela 10 - Resistência (R), Reatância (X) e relação R/X do alimentador utilizados para o teste de sensibilidade.**

| Wire Gauge | R ( $\Omega$ /km) | X ( $\Omega$ /km) | R/X      |
|------------|-------------------|-------------------|----------|
| 4/0        | 0.2667            | 0.34151           | 0.780941 |
| 3/0        | 0.3359            | 0.35965           | 0.933962 |
| 2/0        | 0.4247            | 0.37279           | 1.139224 |
| 1/0        | 0.5343            | 0.38565           | 1.38543  |

Fonte: Autor.

##### 4.3.1 Análise de Sensibilidade da violação do limite de subtensão.

A Tabela 11 mostra as probabilidades de violação do limite de subtensão na barra número três em função da relação R/X e do PL, além de indicar se há saturação do tape com as diferentes combinações de PL e R/X. Com 0% de PL, não há probabilidades de violação para os três primeiros valores de R/X, mas com R/X = 1,38543, há uma probabilidade de 10,2%. A probabilidade é zero para PL de 5% e 10% com uma relação R/X de 0,780941; para a mesma relação R/X, mas com 15% e

20% de PL, as probabilidades são 4,2% e 13,9%, respectivamente. Assim, quando PL e R/X aumentam, as probabilidades de violação também aumentam.

**Tabela 11 - Probabilidades de violação do limite de subtensão como uma função de PL e R/X.**

| R/X \ PL | 0%                   | 5%         | 10%        | 15%                     | 20%        |
|----------|----------------------|------------|------------|-------------------------|------------|
| 0.780941 | 0 (Não) <sup>1</sup> | 0 (Não)    | 0 (Não)    | 4.2 (Não)               | 13.9 (Sim) |
| 0.933962 | 0 (Não)              | 0.4 (Não)  | 9.4 (Não)  | 21.6 (Não)              | 3.2 (Sim)  |
| 1.139224 | 0 (Não)              | 11.5 (Não) | 25.7 (Não) | 33.1 (Não)              | 21.6 (Sim) |
| 1.38543  | 10.2 (Não)           | 23.7 (Não) | 36.2 (Não) | 41.7 (Sim) <sup>2</sup> | 44.5 (Sim) |

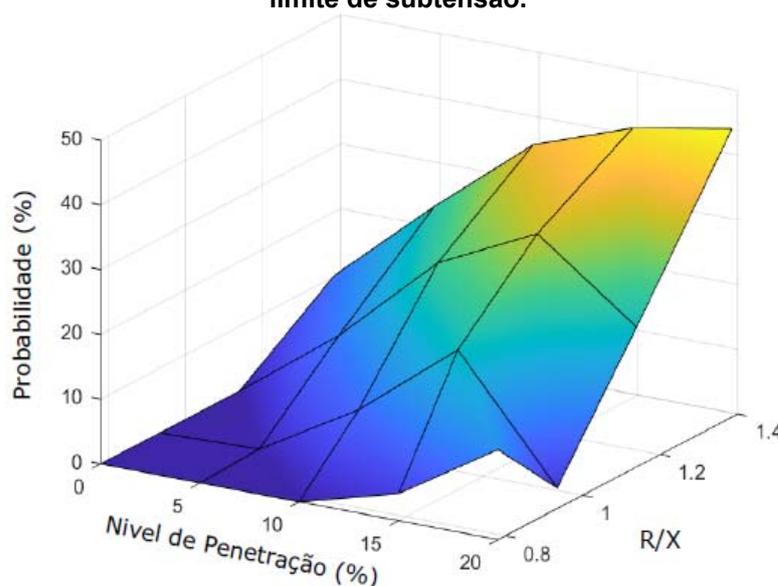
<sup>1</sup> (Não) Sem saturação do Tape. <sup>2</sup> (Sim) Saturação do Tape.

Fonte: Autor.

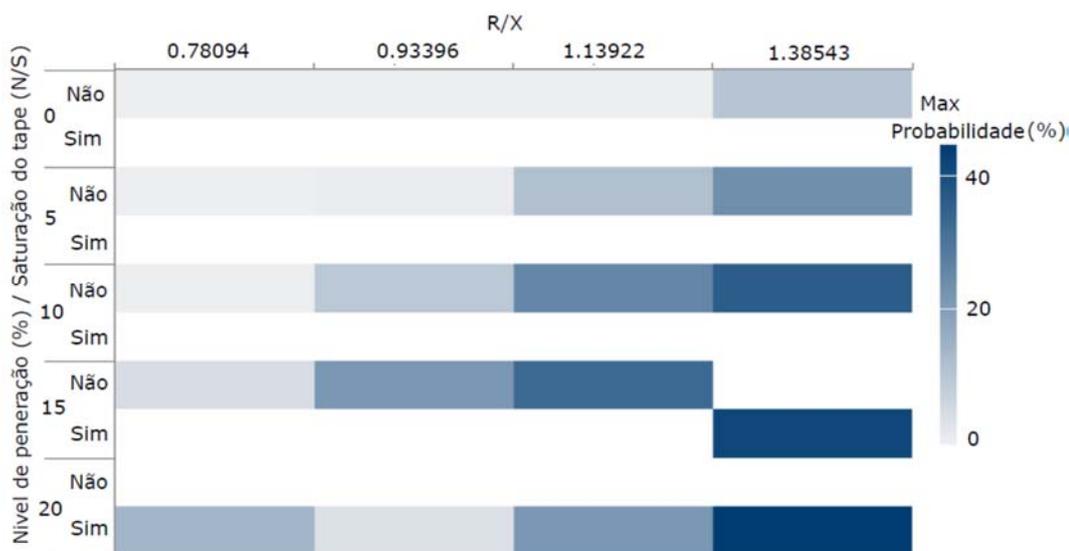
A probabilidade máxima de violação do limite para cada PL ocorre com a relação R/X máxima. Em geral, a probabilidade máxima é de 44,5%, resultante de 20% de PL e R/X de 1,38543. Em relação à saturação do tape, com 15% de PL e R/X = 1,38543, o tape do regulador vai saturar. Além disso, o tape satura para todos os R/X testados com PL de 20%.

A Figura 38 a) mostra um gráfico de sensibilidade em relação às probabilidades de violação dos limites de PL, R/X e subtensão, indicando que quanto maiores o PL e a relação R/X, maiores as probabilidades de violação. A Figura 38 b) é a representação como mapa de calor. Notavelmente, à medida que tanto o PL quanto o R/X aumentam, as probabilidades de violação também aumentam.

**Figura 38 - Gráfico de sensibilidade a) e mapa de calor b) das probabilidades de violação do limite de subtensão.**



a)



b)

Fonte: Autor.

#### 4.3.2 Análise de Sensibilidade do número de operações do tape.

A Tabela 12 mostra o número de operações do tape do regulador em função do PL e da relação R/X, indicando se há saturação do tape. O aumento do PL para cada relação R/X também aumenta o número de operações do tape; da mesma forma, para cada PL, o aumento da relação R/X também aumenta o número de operações. O maior número de operações para porcentagens de PL de 0% a 15% é obtido com R/X igual a 1,38543. No entanto, com PL de 20%, a mesma relação R/X não produz o valor máximo devido à saturação do tape. O maior número de operações com PL de 20% é obtido com uma relação R/X de 1,139224. Essa combinação resulta no valor máximo geral, correspondendo a 34 operações do tape. O tape atinge a saturação para PL de 20% em todas as relações R/X.

**Tabela 12 - Número de operações do tape como uma função de PL e R/X.**

| PL \ R/X | R/X                  |          |          |          |                       |  |
|----------|----------------------|----------|----------|----------|-----------------------|--|
|          | 0%                   | 5%       | 10%      | 15%      | 20%                   |  |
| 0.780941 | 6 (Não) <sup>1</sup> | 8 (Não)  | 10 (Não) | 14 (Não) | 16 (Sim) <sup>2</sup> |  |
| 0.933962 | 7 (Não)              | 11 (Não) | 13 (Não) | 16 (Não) | 30 (Sim)              |  |
| 1.139224 | 14 (Não)             | 16 (Não) | 17 (Não) | 20 (Não) | 34 (Sim)              |  |
| 1.38543  | 17 (Não)             | 21 (Não) | 25 (Não) | 29 (Sim) | 29 (Sim)              |  |

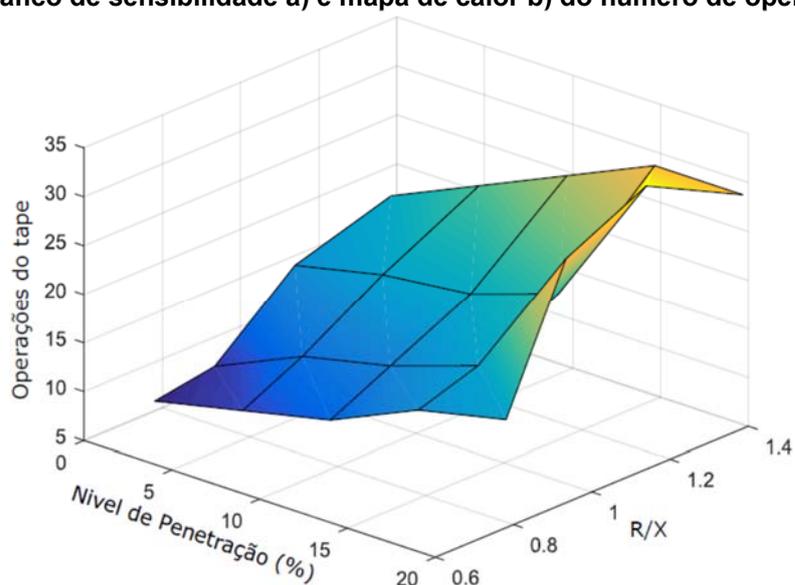
<sup>1</sup> (Não) Sem saturação do Tape. <sup>2</sup> (Sim) Saturação do Tape.

Fonte: Autor.

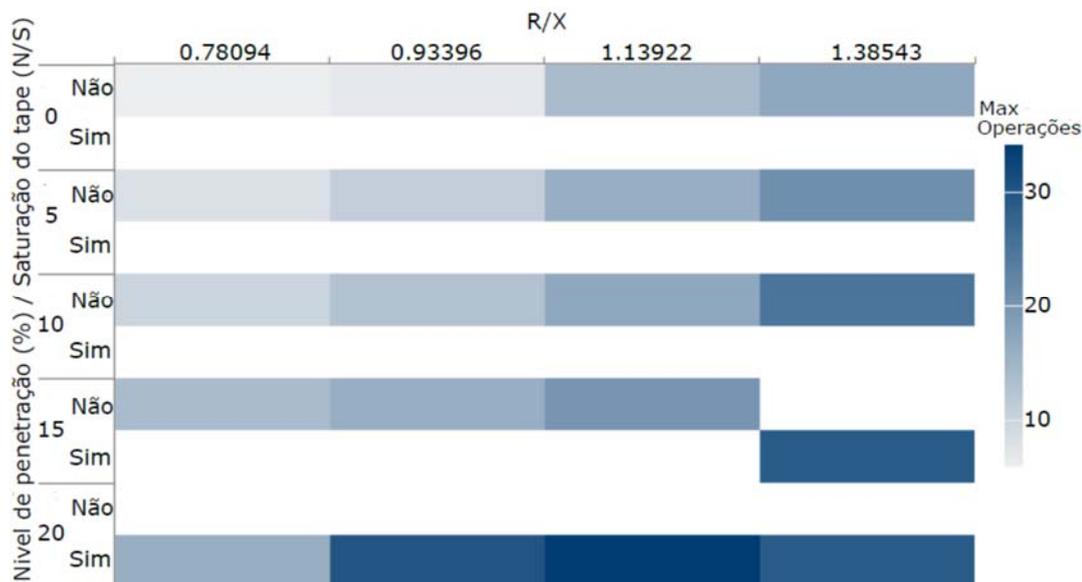
A Figura 39 a) mostra o gráfico de sensibilidade do número de operações em função de PL e R/X. Quanto maior a relação R/X e o PL, maior o número de operações do tape do regulador. O menor número de operações foi obtido com um PL de 5% e

uma relação R/X de 0,780941. Na Figura 39 b) e apresentado o resultado de forma gráfica como mapa de calor. É importante destacar que o número de operações do tape no SVR aumenta com maiores relações R/X e valores de PL. O valor mínimo é observado quando o PL é de 5% e a relação R/X é de 0,780941.

**Figura 39 - Gráfico de sensibilidade a) e mapa de calor b) do número de operações do tape.**



a)



b)

Fonte: Autor.

## 5 PROPOSTA PARA MITIGAÇÃO DO IMPACTO E APLICAÇÃO EM UMA REDE REAL

Tendo sido caracterizado o impacto da recarga rápida na tensão, na linha e na comutação do tape do regulador de tensão, neste capítulo busca-se propor uma solução para mitigar esses impactos. A proposta de mitigação é avaliada no alimentador real BENBN-01.

Conforme mostrado na Figura 26, a corrente injetada na barra B\_03 é determinada pelas Equações (15) e (16). Nestas equações, P representa a potência ativa e Q a potência reativa no barramento.  $V_{B\_03}$  e  $V_{B\_02}$  são as tensões nos barramentos B\_03 e B\_02, respectivamente. R é a resistência do alimentador e X é sua reatância.

$$I^* = \frac{P + jQ}{V_{B\_03}} \rightarrow I = \frac{P - jQ}{V_{B\_03}} \quad (15)$$

$$I = \frac{(V_{B\_02} - V_{B\_03})}{R + jX} \quad (16)$$

Combinando as Equações (15) e (16), obteremos a expressão na Equação (17).

$$V_{B\_03} = V_{B\_02} - \frac{PR + QX}{V_{B\_03}} + j \frac{QR - PX}{V_{B\_03}} \quad (17)$$

Considerando que o ângulo de fase entre  $V_{B\_03}$  e  $V_{B\_02}$  é zero, a Equação (17) pode ser reescrita como na Equação (18). Nesta  $\Delta V$  representa o componente da variação de tensão que está em fase com a tensão na barra B\_02, enquanto  $\delta V$  indica a variação do ângulo de fase da tensão.

$$V_{B\_03} = V_{B\_02} - \Delta V + j\delta V$$

$$\Delta V = \frac{PR + QX}{V_{B\_03}} ; \quad \delta V = \frac{QR - PX}{V_{B\_03}} \quad (18)$$

A potência consumida no barramento B\_03 é expressa pela Equação (19). Nesta equação,  $P_L$  e  $Q_L$  representam a potência ativa e reativa da carga conectada ao barramento, respectivamente.  $P_{EP}$  é a potência da recarga consumida pelo EP, enquanto  $Q_{EP}$  é a potência reativa do EP, que é zero se estiver operando com fator de potência unitário.

$$P + jQ = (P_L + P_{EP}) + j(Q_L - Q_{EP}) \quad (19)$$

Assim, a variação de tensão entre as barras B\_02 e B\_03 é obtida a partir das Equações (18) e (19) e é mostrada na Equação (20)

$$\Delta V = \frac{(P_L + P_{FCS})R + (Q_L - Q_{FCS})X}{V_{B03}} \quad (20)$$

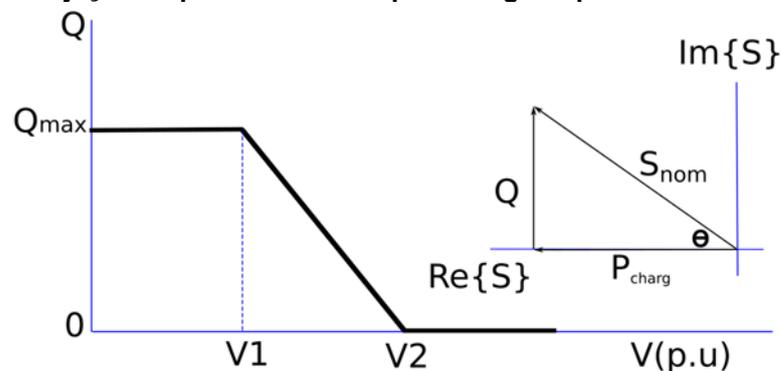
Para minimizar o impacto na variação de tensão na barra, o numerador na Equação (20) deve ser zero. Portanto, o eletroposto deve injetar a potência reativa indicada na Equação (21).

$$Q_{FCS} = \frac{(P_L + P_{FCS})R + Q_L X}{X} \quad (21)$$

Uma estratégia baseada na teoria Volt/Var control (VVC), conforme mostrado na Figura 40, é usada para mitigar o problema caracterizado. Este método é recomendado para sistemas elétricos onde os condutores têm  $X > R$ , a fim de reduzir a queda de tensão causada pelo comprimento extenso do alimentador e sua respectiva impedância. O VVC se caracteriza por manter as tensões medidas na barra do ponto de recarga dentro dos limites regulamentares de tensão em operação em estado estacionário, ajustando a potência reativa disponível ( $Q_{ava}$ ) no conversor de potência (IEEE, 2018). Conforme a Equação (22), o  $Q_{ava}$  para o controle VVC depende da potência ativa consumida pelo ponto de recarga no instante atual ( $P_{charg}$ ) e da capacidade de potência nominal do carregador ( $S_{nom}$ ). A operação do VVC é apresentada na Figura 40, o eixo (x) mostra os valores de tensão em estado estacionário medidos no barramento do ponto de recarga, enquanto o eixo (y) indica o valor da potência reativa injetada pelo equipamento de recarga. A Equação (23) descreve esse comportamento de forma matemática.

$$Q_{ava} = \sqrt{S_{nom}^2 - P_{charg}^2} \quad (22)$$

**Figura 40 - Injeção de potência reativa para mitigar o problema caracterizado.**



Fonte: Autor.

$$Q_{\text{sup}} = \begin{cases} Q_{\text{max}} & \text{if } V < V1 \\ Q_{\text{max}} \left( 1 - \frac{V - V1}{V2 - V1} \right) & \text{if } V1 < V < V2 \\ 0 & \text{other case} \end{cases} \quad (23)$$

Os valores  $V1$  e  $V2$  representam, respectivamente, o limite inferior da tensão permitida e o valor de tensão desejado para a operação da rede elétrica, definidos conforme as necessidades de projeto e operação do sistema. Quando a tensão é maior que  $V2$ , a operação do VVC não é necessária; ou seja, nenhuma  $Q_{\text{sup}}$  é injetada e o fator de potência do carregador é unitário. Para tensões medidas entre  $V1$  e  $V2$ , a  $Q_{\text{sup}}$  é ajustada linearmente para que a tensão no barramento de recarga retorne a valores acima de  $V2$ . Essa variação linear fornece a potência reativa proporcionalmente à variação de tensão no barramento.

O limite máximo de injeção de potência reativa ( $Q_{\text{max}}$ ) é dado pela Equação (24), onde  $PF_{\text{max}}$  é o fator de potência máximo que o ponto de carga pode operar, conforme as especificações de cada conversor de potência usado no carregador. Nesta tese, um fator de potência alvo (PF) mínimo de 0,8 é mantido para garantir que o carregador opere dentro dos limites especificados. Esta solução é implementada diretamente em cada ponto de recarga, eliminando a necessidade de comunicação entre o carregador e o SVR, evitando assim a intervenção direta no regulador de tensão e simplificando a operação do sistema.

$$Q_{\text{max}} = S_{\text{nom}} \times \sin(\cos^{-1}(PF_{\text{max}})) \quad (24)$$

Com a potência nominal de 100 kVA do ponto de recarga, o  $Q_{\text{max}}$  de cada ponto é 60 kvar (equação (25)). Se o  $Q_{\text{ava}}$  do ponto for maior que  $Q_{\text{max}}$  e for necessário fornecer potência reativa, o conversor de potência do ponto de recarga fornecerá  $Q_{\text{max}}$  para manter o fator de potência de 0,8.

$$Q_{\text{max}} = 100\text{kVA} \times \sin(\cos^{-1}(0.8)) = 60\text{kvar} \quad (25)$$

Por exemplo, se houver um VE com uma potência de recarga constante de 60 kW, o  $Q_{\text{ava}}$  calculado a partir da Equação (22) é 80 kvar, conforme mostrado na Equação (26), mas o conversor do ponto de recarga fornece apenas o  $Q_{\text{max}}$  de 60 kvar.

$$Q_{\text{ava}} = \sqrt{100\text{kVA}^2 - 60\text{kW}^2} = 80\text{kvar} \quad (26)$$

## 5.1 AVALIAÇÃO MEDIANTE SIMULAÇÃO DA SOLUÇÃO PROPOSTA.

Diferentes testes foram simulados e analisados para sondar três casos de configuração da solução proposta para mitigar o problema da subtensão e do incremento no número de operações do tape. Os testes foram realizados no alimentador BENBN-01 segundo a configuração apresentada na Figura 41 para ter o pior dos casos.

**Figura 41 - Configuração dos EP no alimentador para testar a estratégia proposta de mitigação de problemas**



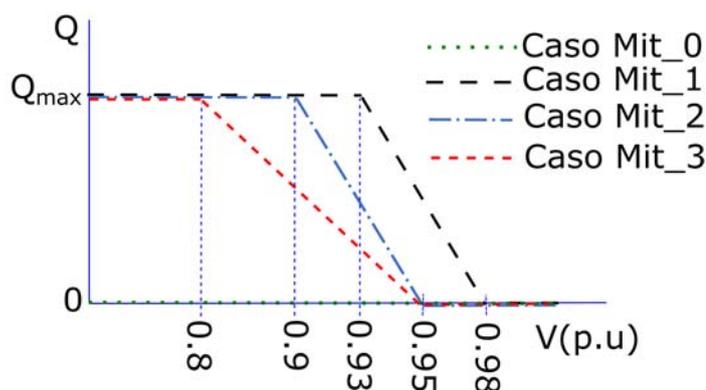
Fonte: Autor.

Quatro casos para diferentes parâmetros de configuração da estratégia proposta foram simulados para um dia aleatório em 2019. O dia da simulação foi 5 de setembro. No caso Mit\_0, o eletroposto não tem estratégia de mitigação, o que significa que não há injeção de potência reativa na rede. As configurações dos casos Mit\_1 a Mit\_3 alteram os limites de tensão V1 e V2 e a inclinação da potência reativa, conforme mostrado na Figura 42, assim:

- Caso Mit\_1: V1 = 0,93 p.u e V2 = 0,98 p.u
- Caso Mit\_2: V1 = 0,9 p.u e V2 = 0,95 p.u

- Caso Mit\_3:  $V_1 = 0,8$  p.u e  $V_2 = 0,95$  p.u.

Figura 42 - Configuração de estratégias de mitigação para os casos testados.



Fonte: Autor.

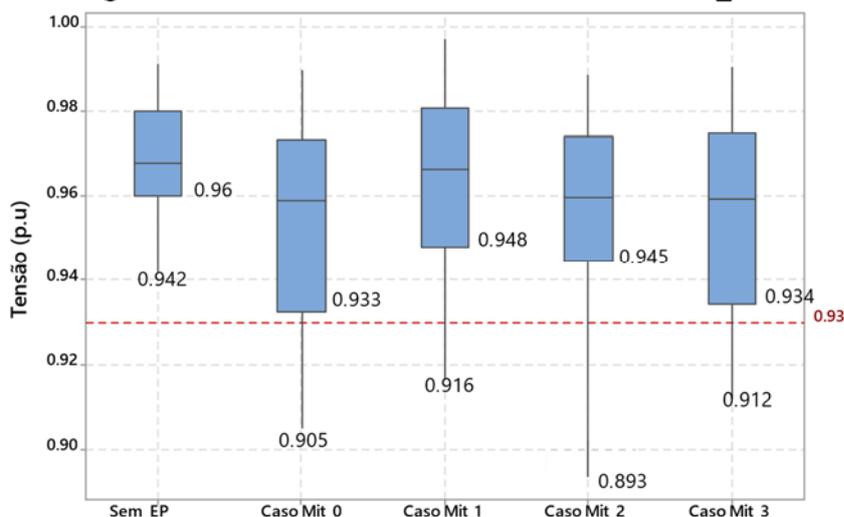
Cada caso foi simulado quatro vezes com uma resolução de um segundo por passo. Os dados resultantes a serem analisados são a média das quatro simulações para cada passo. A potência consumida pelas cargas disponíveis foi obtida a partir das medições na subestação. O eletroposto e seus dados de foram gerados conforme explicado na seção 3.1. O regulador não utiliza a função LDC e tem sua banda de regulação no lado da carga entre 0,99 p.u e 1,01 p.u. Todos os casos foram simulados com 20% de PL, equivalente a três eletropostos com seis pontos de recarga cada, resultando em uma potência máxima de recarga de 1,8 MW conectada na barra.

### 5.1.1 Avaliação de violações de subtensão.

A Figura 43 mostra o diagrama de caixas da tensão na barra B\_389 para diferentes casos. Sem estações de recarga na barra, a tensão mínima é de 0,942 p.u., o que não viola o limite. No caso Mit\_0 ou caso base (sem aplicar estratégia de mitigação), as tensões estão abaixo do limite de subtensão, atingindo um valor mínimo de 0,905 p.u. Em comparação com o caso base, os casos Mit\_1 e Mit\_3 mostram uma melhoria na tensão mínima de 0,011 p.u. e 0,007 p.u., respectivamente. O caso Mit\_2 apresenta um valor mínimo de 0,893 p.u.

Para o caso base, 25% dos dados estão abaixo de 0,933 p.u. Nos casos Mit\_1 a Mit\_3, 25% dos dados estão em um valor mais alto do que no caso base, indicando uma melhoria no perfil de tensão na barra com a estratégia de atenuação em todos os casos. A maior melhoria ocorre no caso Mit\_2, com 25% dos dados abaixo de 0,948 p.u., representando uma melhoria de 0,015 p.u. em relação ao caso base.

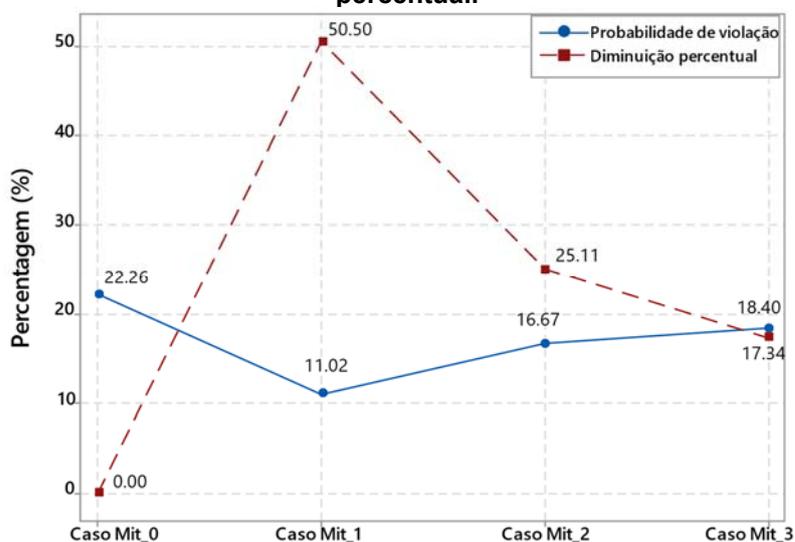
**Figura 43 - Gráfico de caixas da tensão na barra B\_389.**



Fonte: Autor.

A Figura 44 mostra o gráfico das probabilidades de violação do limite de subtensão e a porcentagem de redução em relação ao caso base. No caso Mit\_0, a probabilidade de violação do limite de subtensão é de 22,26%. Nos casos Mit\_1 a Mit\_3, as probabilidades de violação diminuem, indicando que a estratégia de mitigação ajuda a aumentar a tensão na barra, reduzindo as violações do limite de subtensão. A probabilidade no caso Mit\_1 é de 11,02%, o que representa uma redução de 50,5% em relação ao caso base. Nos casos Mit\_2 e Mit\_3, as probabilidades de violação são de 16,67% e 18,4%, correspondendo a reduções de 25,11% e 18,4%, respectivamente. Portanto, o caso Mit\_1 apresenta o melhor resultado para diminuir a probabilidade de violação do limite de subtensão.

**Figura 44 - Diagrama de probabilidades de violação do limite de subtensão e redução percentual.**

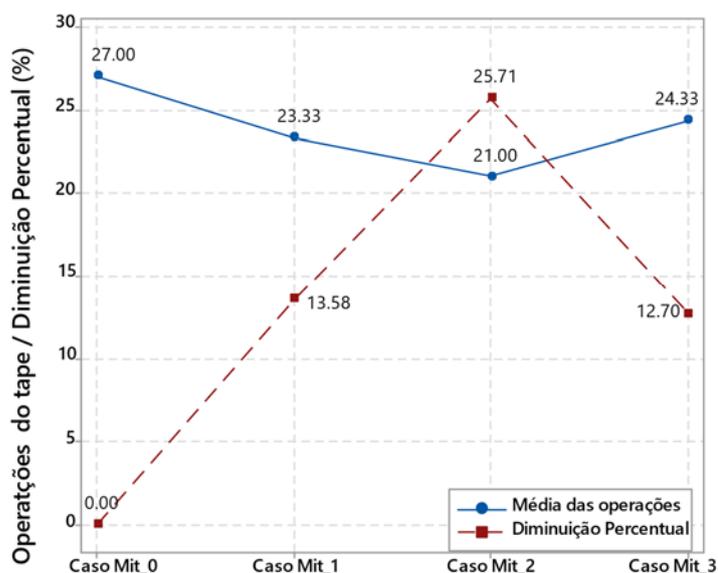


Fonte: Autor.

### 5.1.2 Avaliação do incremento no número de operações do tape.

A Figura 45 mostra o diagrama do número de operações do tape e sua redução percentual em comparação com o caso base. No caso Mit\_0, o número de operações do tape é 27. Com a implementação da estratégia de mitigação, esse valor caiu para uma média de 24,33 operações no caso Mit\_1, 21 no caso Mit\_2 e 24,33 no caso Mit\_3. As reduções indicam que o número de operações no caso Mit\_1 diminuiu em 13,58%, no caso Mit\_2 em 25,71% e no caso Mit\_3 em 12,7%. Todas as estratégias de configuração reduzem as operações do tape, sendo a configuração do caso Mit\_2 a mais eficaz para reduzir as operações do tape do regulador.

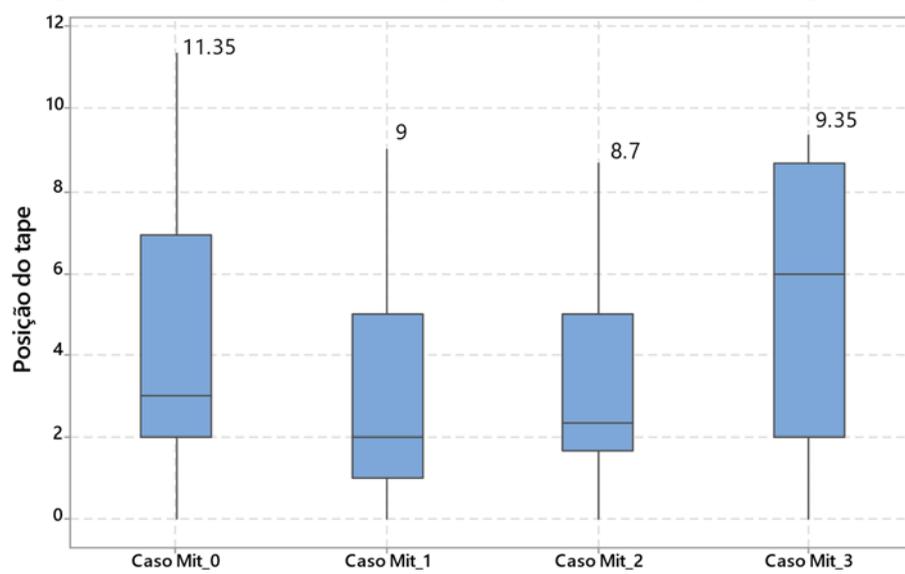
**Figura 45 - Número de operações do tape e percentagem de diminuição para cada caso testado**



Fonte: Autor.

A Figura 46 mostra a gráfica de caixas da posição do tape durante o dia simulado. Para o caso Mit\_0, a posição média máxima do tape é 11,35. Com a estratégia implementada, a posição superior do tape diminuiu a cada caso; assim para o caso Mit\_1 é 9, no caso Mit\_2 é 8,7 e no caso Mit\_3 é 9,35. Diminuir a posição máxima do tape permite que o regulador fique mais longe da saturação.

Figura 46 - Gráfico de caixas da posição media do tape do regulador.



Fonte: Autor.

## 6 CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO

Foi apresentado um método probabilístico para avaliar os impactos técnicos da recarga rápida de VE em redes de distribuição de média tensão. Este método pode ajudar engenheiros a decidir sobre estudos de integração VE-rede, pois captura o momento dos impactos técnicos, facilitando assim a implementação eficaz de opções de planejamento na rede. O método proposto foi aplicado a uma rede de distribuição de MT real no Brasil e considerou dados sintéticos de séries temporais anuais para rápido de VE e perfis de demanda de carga do alimentador medidos com resolução de 5 minutos.

Para avaliar o impacto na tensão e no carregamento do equipamento da rede, foram examinados três casos de estudo e dois cenários usando diferentes distribuições de probabilidade. Essas variações foram essenciais para abordar incertezas relacionadas às variáveis da recarga rápida de VE, incluindo o horário de chegada à estação, tempo da recarga, capacidade da bateria, estado inicial de carga e nível de recarga desejado.

Os impactos mensais foram avaliados usando três métricas: magnitude da tensão, carga do equipamento e perdas ativas no alimentador. As simulações revelaram que essas métricas variaram ao longo do ano. Especificamente, em agosto, a maior probabilidade de violações do limite de subtensão (20,55%) ocorreu no caso com eletropostos no final do alimentador, considerando os efeitos do tempo de férias. Por outro lado, em fevereiro, a menor probabilidade de violações do limite de subtensão (2,65%) ocorreu para o mesmo caso, mas sem os efeitos de férias. Em relação às perdas ativas, a maior probabilidade (32,81%) foi observada em julho para o caso com EPs no final do alimentador, incluindo feriados. A menor probabilidade foi em março para o mesmo caso, mas sem os efeitos relacionados aos feriados.

Os resultados enfatizam que as avaliações probabilísticas devem considerar o ano inteiro, pois análises de um único mês podem resultar em resultados excessivamente otimistas ou pessimistas. Além disso, os estudos de caso confirmaram que a subtensão é o limite mais restritivo. Adicionalmente, o aumento das perdas ativas no alimentador de média tensão pode restringir as conexões de EPs de recarga rápida de veículos elétricos, impactando os custos de operação da rede e a possível inclusão nas tarifas de eletricidade.

Foi caracterizado o problema da instalação de EP de recarga rápida em alimentadores de média tensão com reguladores de tensão. A formulação do problema mostrou que, com o aumento do número de EPs, o número de mudanças de tape no regulador de tensão aumenta, assim como a probabilidade de violação dos limites de baixa tensão permitidos na rede.

O problema foi caracterizado considerando o nível de penetração dos EPs na rede e ativando ou desativando a função de compensação de queda (LDC) do regulador de tensão. Foi demonstrado que há um efeito mais significativo no aumento das operações de tape e uma maior probabilidade de violação de subtensão quando o regulador opera com a função LDC. Da mesma forma, ao operar com essa função, a probabilidade de sobretensão aparece no terminal do lado da carga do regulador de tensão.

Como solução proposta, foi apresentada a aplicação de uma estratégia de controle local baseada na curva Volt/Var para mitigar os problemas caracterizados, e foi simulada em uma rede de distribuição de média tensão real no norte do Brasil. Com base nos dados quantitativos apresentados, pode-se concluir que a implementação de estratégias de mitigação, como o uso de uma estratégia de controle Volt/Var local simplificada, melhora significativamente a qualidade da tensão e reduz as violações de subtensão em redes de distribuição afetadas pela recarga rápida de VEs.

A análise das probabilidades de violação do limite de subtensão mostrou uma tendência clara de diminuição das probabilidades de violação com a implementação de estratégias de mitigação, exemplificada por uma diminuição de 50,5% na probabilidade de violação no cenário 1 em comparação com o cenário base. Além disso, a implementação dessas estratégias levou a uma redução nas posições de tape, permitindo que o SVR operasse mais longe da saturação. Especificamente, a posição máxima de tape diminuiu em cada cenário analisado, com o cenário 2 mostrando a menor posição máxima de tape de 9. Além disso, as operações de mudança de tape também diminuíram com essas estratégias, com o caso 2 reduzindo-o em 25,71% em comparação com o caso base.

Esses achados destacam a eficácia das estratégias de mitigação, como o controle Volt/Var local, em abordar problemas de regulação de tensão causados pela penetração de veículos elétricos em sistemas de distribuição. Com o aumento da penetração de veículos elétricos, essas estratégias podem ajudar as redes de

distribuição a melhorar a qualidade da tensão, mitigar violações de subtensão e melhorar o desempenho geral do sistema.

Como trabalho futuro tem-se:

Avaliar o impacto na rede de distribuição devido à recarga de veículos pesados tais como caminhões e ônibus, dado que esses veículos precisam de baterias de maior capacidade, o impacto na rede pode ser mais considerável.

Propor estratégias inteligentes para selecionar uma curva Volt-Var variável e adequada para mitigar o problema de subtensão.

## REFERÊNCIAS

ABDULLAH, M. F. et al. **Probabilistic Assessment of Electric Vehicle Impact on Distribution Network of Surabaya, Indonesia**. 2021 IEEE Madrid PowerTech. **Anais...2021**.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. , 2018.

AHMED, S. I.; SALEHFAR, H.; SELVARAJ, D. F. **Impact of Electric Vehicle Charging on the Performance of Distribution Grid**. 2021 IEEE 12th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). **Anais...2021**.

AKBARZADEH, M. et al. A novel liquid cooling plate concept for thermal management of lithium-ion batteries in electric vehicles. **Energy Conversion and Management**, v. 231, p. 113862, 2021.

AKHAVAN-REZAI, E. et al. **Uncoordinated charging impacts of electric vehicles on electric distribution grids: Normal and fast charging comparison**. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...2012**.

ALABRI, W.; JAYAWEERA, D. Optimal coordination of unbalanced power distribution systems with integrated photovoltaic systems and semi-fast electric vehicles charging stations. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 16, n. 12, p. 2399–2415, 2022.

ALHARBI, W.; BHATTACHARYA, K. **Impact of mixed charging requests of PEVs on a charging facility load and a distribution grid**. 2017 IEEE Green Energy and Smart Systems Conference (IGESSC). **Anais...2017**.

ALLENSPACH, C. et al. **Implementation of Quasi-Static Time Series Simulations for Analysis of the Impact of Electric Vehicles on the Grid**. 2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON). **Anais...2019**.

ALSAUSKAS, O. et al. **Global EV Outlook 2023 Catching up with climate ambitions**. [s.l: s.n.].

ALSHAREEF, S. Analyzing and Mitigating the Impacts of Integrating Fast-Charging Stations on the Power Quality in Electric Power Distribution Systems. **Sustainability**, v. 14, p. 5595, 6 maio 2022.

ALSHAREEF, S. Voltage Sag Assessment, Detection, and Classification in Distribution Systems Embedded With Fast Charging Stations. **IEEE Access**, v. PP, p. 1, mar. 2023.

ALSHAREEF, S. M.; MORSI, W. G. **Impact of fast charging stations on the voltage flicker in the electric power distribution systems**. 2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC). **Anais...**2017.

AMINI, M. H. et al. **Effect of electric vehicle parking lots' charging demand as dispatchable loads on power systems loss**. 2016 IEEE International Conference on Electro Information Technology (EIT). **Anais...**2016.

ARIAS-LONDOÑO, A.; MONTOYA, O. D.; GRISALES-NOREÑA, L. F. A chronological literature review of electric vehicle interactions with power distribution systems. **Energies**, v. 13, n. 11, 1 jun. 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR IEC 61851-1 Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos. Parte 1: Requisitos gerais**. ABNT, , 3 jun. 2013.

BALZHAUSER, S. **EV and EV Charger Incentives in Europe: A Complete Guide for Businesses and Individuals**. Disponível em: <[https://wallbox.com/en\\_us/guide-to-ev-incentives-europe](https://wallbox.com/en_us/guide-to-ev-incentives-europe)>. Acesso em: 7 jun. 2023.

BARANIAK, J.; STARZYNSKI, J. Modeling the Impact of Electric Vehicle Charging Systems on Electric Power Quality. **Energies**, v. 13, 1 ago. 2020.

BASTA, B.; MORSI, W. G. **Probabilistic Assessment of the Impact of Integrating Large-Scale High-Power Fast Charging Stations on the Power Quality in the Distribution Systems**. 2020 IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC). **Anais...**2020.

BENAVIDES, D. et al. Predictive power fluctuation mitigation in grid-connected PV systems with rapid response to EV charging stations. **Journal of Energy Storage**, v. 86, 2024.

BERIZZO, R. **Opinión: Tendencias y desarrollos de los mercados de vehículos eléctricos**. Disponível em: <<https://portalmovilidad.com/opinion-tendencias-y-desarrollos-de-los-mercados-de-vehiculos-electricos/>>. Acesso em: 8 jun. 2023.

BOUDIER, M. **Electric charging infrastructure for road vehicles**. Disponível em: <<https://cdn.gihub.org/umbraco/media/3607/56-electric-charging-infrastructure.pdf>>. Acesso em: 7 jun. 2023.

BUCARELLI, M. A. et al. **Impact of ultrafast EV charging stations on the electrical distribution grid: a case study in Terni**. 2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). **Anais...**2023.

CABALLERO-PEÑA, J.; CADENA-ZARATE, C.; OSMA-PINTO, G. Hourly characterization of the integration of DER in a network from deterministic and probabilistic approaches using Co-simulation PowerFactory-Python. **Alexandria Engineering Journal**, v. 63, p. 283–305, 2023.

CANADIAN AUTOMOBILE ASSOCIATION. **Electric Vehicles**. Disponível em: <<https://www.caa.ca/electric-vehicles/types-of-electric-vehicles/>>. Acesso em: 7 jun. 2023.

CHUKWU, U. C.; MAHAJAN, S. M. Real-Time Management of Power Systems With V2G Facility for Smart-Grid Applications. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 2, p. 558–566, 2014.

CHUKWU, U. C.; NWORGU, O. A. **Impact of V2G on substation capacity and SVR devices for Radial Distribution network**. 2013 Proceedings of IEEE Southeastcon. **Anais...**2013.

CORIA, G. E.; PENIZZOTTO, F.; ROMERO, A. Probabilistic Analysis of Impacts on Distribution Networks due to the Connection of Diverse Models of Plug-in Electric Vehicles. **Revista IEEE América Latina**, v. 18, n. 12, p. 2063–2072, 2020.

CROLIUS, S. **Policy options for electric vehicle charging infrastructure in C40 cities**. Disponível em: <<https://www.innovations.harvard.edu/sites/default/files/1108934.pdf>>. Acesso em: 7 jun. 2023.

DEB, S. et al. Impact of electric vehicle charging station load on distribution network. **Energies**, v. 11, n. 1, 2018.

DEB, S.; KALITA, K.; MAHANTA, P. **Review of impact of electric vehicle charging station on the power grid**. 2017 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy ( TAP Energy). **Anais...**2017.

DHARMAKEERTHI, C. H.; MITHULANANTHAN, N.; SAHA, T. K. **Modeling and planning of EV fast charging station in power grid**. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...**2012.

DHARMAKEERTHI, C. H.; MITHULANANTHAN, N.; SAHA, T. K. Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 57, p. 241–249, 2014.

DIGSILENT. **PowerFactory 2021 User Manual Online Edition**. Gomariningem, Germany: [s.n.].

DURU, K. K. et al. Critical Insights Into Fast Charging Techniques for Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicles. **IEEE Transactions on Device and Materials Reliability**, v. 21, n. 1, p. 137–152, 2021.

DUTTA, A.; GANGULY, S.; KUMAR, C. Coordinated control scheme for EV charging and volt/var devices scheduling to regulate voltages of active distribution networks. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 31, p. 100761, 2022.

EUROPEAN PARLIAMENT. **Regulation (EU) 2019/631 of the European Parliament and of the council: setting CO2 emission performance standards for new**

passenger cars and for new light commercial vehicles. **Official Journal of the European Union**, 25 abr. 2019.

FARKAS, C.; SZÚCS, G.; PRIKLER, L. **Grid impacts of twin EV fast charging stations placed alongside a motorway**. 2013 4th International Youth Conference on Energy (IYCE). **Anais...**2013.

FARMER, C. et al. **Modeling the Impact of Increasing PHEV Loads on the Distribution Infrastructure**. 2010 43rd Hawaii International Conference on System Sciences. **Anais...**2010.

FEBRIWIJAYA, Y. et al. **A study on the impacts of DC Fast Charging Stations on power distribution system**. [s.l: s.n.].

GALIVEETI, H. R.; GOSWAMI, A. K.; DEV CHOUDHURY, N. B. Impact of plug-in electric vehicles and distributed generation on reliability of distribution systems. **Engineering Science and Technology, an International Journal**, v. 21, n. 1, p. 50–59, 2018.

GARCÍA-LÓPEZ, F. D. P.; BARRAGÁN-VILLAREJO, M.; MAZA-ORTEGA, J. M. Grid-friendly integration of electric vehicle fast charging station based on multiterminal DC link. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 114, 5 jul. 2019.

GEAR, L. et al. **Electric Vehicles: Land, Sea and Air 2021-2041**. Disponível em: <<https://www.idtechex.com/en/research-report/electric-vehicles-land-sea-and-air-2021-2041/779>>. Acesso em: 8 jun. 2023.

GNANN, T. et al. Fast charging infrastructure for electric vehicles: Today's situation and future needs. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 62, p. 314–329, jul. 2018.

GONZÁLEZ, L.; SIAVICHAY, E.; ESPINOZA, J. Impact of EV fast charging stations on the power distribution network of a Latin American intermediate city. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2019.

HABIB, S.; KAMRAN, M.; RASHID, U. Impact analysis of vehicle-to-grid technology and charging strategies of electric vehicles on distribution networks—a review. **Journal of Power Sources**, v. 277, p. 205–214, 2015.

HILDERMEIER, J. **The expansion of Europe's EV charging infrastructure: new rules and incentives needed**. Disponível em: <<https://energypost.eu/the-expansion-of-europes-ev-charging-infrastructure-new-rules-and-incentives-needed/>>. Acesso em: 7 jun. 2023.

IEEE. **IEEE Std 1547-2018; IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Sys-tems Interfaces**. 2018New YorkIEEE, , 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global EV Outlook 2024: Moving towards Increased Affordability.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>>. Acesso em: 1 ago. 2024.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **CO2 Emissions in 2023 A new record high, but is there light at the end of the tunnel?**

INTERNATIONAL ORGANIZATION OF MOTOR VEHICLE MANUFACTURERS. **Motorization Rate 2020 - Worldwide.** Disponível em: <<https://www.oica.net/category/vehicles-in-use/>>. Acesso em: 7 jun. 2023.

JOHANSSON, S. et al. Investigation of the Impact of Large-Scale Integration of Electric Vehicles for a Swedish Distribution Network. **Energies**, v. 12, 11 dez. 2019.

JOSHI, K.; LAKUM, A. **Assessing the impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on distribution network operations using Time-Series Distribution Power Flow analysis.** 2014 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES). **Anais...2014.**

KARAKITSIOS, I.; KARFOPOULOS, E.; HATZIARGYRIOU, N. Impact of dynamic and static fast inductive charging of electric vehicles on the distribution network. **Electric Power Systems Research**, v. 140, p. 107–115, 2016.

KENARI, M. T.; OZDEMIR, A. **Probabilistic Models for the Analysis of Electric Vehicle Fast-Charging Station and Photovoltaic Unit Impacts on the Operation of Active Distribution Grids.** 2023 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI). **Anais...2023.**

KUMAR, R. R.; ALOK, K. Adoption of electric vehicle: A literature review and prospects for sustainability. **Journal of Cleaner Production**, v. 253, p. 119911, 2020.

LEE, H. et al. Optimal Voltage Control Method for a Step Voltage Regulator Considering the Under-Load Tap Changer in a Distribution System Interconnected with a Renewable Energy Source. **Energies**, v. 16, n. 16, 2023.

LEEMPUT, N. et al. MV and LV Residential Grid Impact of Combined Slow and Fast Charging of Electric Vehicles. **Energies**, v. 8, n. 3, p. 1760–1783, 2015.

LEOU, R.-C.; SU, C.-L.; LU, C.-N. Stochastic Analyses of Electric Vehicle Charging Impacts on Distribution Network. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 29, p. 1055–1063, 1 maio 2014.

LIEVEN, T. Policy measures to promote electric mobility – A global perspective. **Transportation Research Part A: Policy and Practice**, v. 82, p. 78–93, 2015.

MALIK, F. H.; LEHTONEN, M. **Analysis of power network loading due to fast charging of Electric Vehicles on highways.** 10th International Conference - 2016 Electric Power Quality and Supply Reliability, PQ 2016, Proceedings. **Anais...Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.**, 27 out. 2016.

MARKETS AND MARKETS. **Electric Vehicle Market by Vehicle (Passenger Cars & Commercial Vehicles), Vehicle Class (Mid-priced & Luxury), Propulsion (BEV, PHEV & FCEV), EV Sales (OEMs/Models) Charging Station (Normal & Super) & Region - Global Forecast to 2030.** Disponível em: <<https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/electric-vehicle-market-209371461.html>>. Acesso em: 8 jun. 2023.

MAURI, G.; VALSECCHI, A. **Fast charging stations for electric vehicle: The impact on the mv distribution grids of the milan metropolitan area.** 2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition, ENERGYCON 2012. **Anais...**2012.

MEHBOOB, N. et al. Smart Operation of Electric Vehicles With Four-Quadrant Chargers Considering Uncertainties. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 3, p. 2999–3009, 2019.

MOHAMMAD, A.; ZAMORA, R.; LIE, T. T. Integration of Electric Vehicles in the Distribution Network: A Review of PV Based Electric Vehicle Modelling. **Energies**, v. 13, 2 set. 2020.

MUFARIS, A. L. M. et al. **Dynamic voltage regulator operation with demand side management for voltage control.** 2015 IEEE Eindhoven PowerTech. **Anais...**2015.

MURAKAMI, K. et al. Dynamic Optimization of SVR Control Parameters for Improving Tap Operation Efficiency of Voltage Control in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering**, v. 16, n. 1, p. 67–77, 1 jan. 2021.

NEAIMEH, M. et al. Analysing the usage and evidencing the importance of fast chargers for the adoption of battery electric vehicles. **Energy Policy**, v. 108, p. 474–486, 2017.

NOUR, M. et al. Review of Positive and Negative Impacts of Electric Vehicles Charging on Electric Power Systems. **Energies**, p. 4675, 8 set. 2020.

OLIVELLA-ROSELL, P. et al. Probabilistic Agent-Based Model of Electric Vehicle Charging Demand to Analyse the Impact on Distribution Networks. **Energies**, v. 8, p. 4160–4187, 11 maio 2015.

PAUDYAL, P. et al. **EV Hosting Capacity Analysis on Distribution Grids.** 2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). **Anais...**2021.

PAWELEK, R.; KELM, P.; WASIAK, I. Experimental analysis of DC electric vehicles charging station operation and its impact on the supplying grid. **2014 IEEE International Electric Vehicle Conference, IEVC 2014**, 6 mar. 2015.

PEA-DA, B.; DECHANUPAPRITTHA, S. **Impact analysis of fast charging to voltage profile in PEA distribution system by Monte Carlo simulation.** 2015 7th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE). **Anais...**2015.

POTHINUN, T.; PREMRUDEEPREECHACHARN, S. **Power Quality Impact of Charging Station on MV Distribution Networks: A Case Study in PEA Electrical Power System**. 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC). **Anais...**2018.

QUIROS-TORTOS, J.; OCHOA, L.; BUTLER, T. How Electric Vehicles and the Grid Work Together: Lessons Learned from One of the Largest Electric Vehicle Trials in the World. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 16, n. 6, p. 64–76, 2018.

RAHMAN, A.; SAIKIA, L. C.; SINHA, N. Automatic generation control of an interconnected two-area hybrid thermal system considering dish-stirling solar thermal and wind turbine system. **Renewable Energy**, v. 105, p. 41–54, 2017.

RAHMAN, M. M. et al. Comprehensive impact analysis of electric vehicle charging scheduling on load-duration curve. **Computers & Electrical Engineering**, v. 85, p. 106673, 2020.

RESTREPO, M.; CAÑIZARES, C. A.; KAZERANI, M. Three-Stage Distribution Feeder Control Considering Four-Quadrant EV Chargers. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 4, p. 3736–3747, 2018.

RIETMANN, N.; LIEVEN, T. How policy measures succeeded to promote electric mobility – Worldwide review and outlook. **Journal of Cleaner Production**, v. 206, p. 66–75, 2019.

ROGGE, M.; WOLLNY, S.; SAUER, D. U. Fast Charging Battery Buses for the Electrification of Urban Public Transport—A Feasibility Study Focusing on Charging Infrastructure and Energy Storage Requirements. **Energies**, v. 8, p. 4587–4606, 1 maio 2015.

ROY, P. et al. Impact of Electric Vehicle Charging on Power Distribution Systems: A Case Study of the Grid in Western Kentucky. **IEEE Access**, v. 11, p. 49002–49023, 2023.

SABILLON-ANTUNEZ, C. et al. Volt-VAr Control and Energy Storage Device Operation to Improve the Electric Vehicle Charging Coordination in Unbalanced Distribution Networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 4, p. 1560–1570, 2017.

SCHMUTZLER, J.; ANDERSEN, C.; WIETFELD, C. Evaluation of OCPP and IEC 61850 for smart charging electric vehicles. **World Electric Vehicle Journal**, v. 6, p. 863–874, 27 dez. 2013.

SEHAR, F.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S. Demand management to mitigate impacts of plug-in electric vehicle fast charge in buildings with renewables. **Energy**, v. 120, 1 nov. 2016.

SELJESETH, H.; TAXT, H.; SOLVANG, T. **Measurements of network impact from electric vehicles during slow and fast charging**. 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). **Anais...**2013.

SEXAUER, J. M.; MCBEE, K. D.; BLOCH, K. A. **Applications of probability model to analyze the effects of electric vehicle chargers on distribution transformers.** 2011 IEEE Electrical Power and Energy Conference. **Anais...**2011.

SLOCAT SUSTAINABLE LOW CARBON TRANSPORT.SLOCAT. **Transport, Climate and Sustainability Global Status Report 3rd edition.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://tcc-gsr.com/>>. Acesso em: 1 ago. 2024.

TOLEDO-OROZCO, M. et al. Methodological Evaluation to Integrate Charging Stations for Electric Vehicles in a Tram System Using OpenDSS—A Case Study in Ecuador. **Sustainability**, v. 15, n. 8, 2023.

TOMASZEWSKA, A. et al. Lithium-ion battery fast charging: A review. **eTransportation**, v. 1, p. 100011, 2019.

TU, H. et al. Extreme Fast Charging of Electric Vehicles: A Technology Overview. **IEEE Transactions on Transportation Electrification**, v. 5, n. 4, p. 861–878, 2019.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **The Paris Agreement.** , 2015.

UNITED NATIONS GENERAL ASSEMBLY. **Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development.** **A/RES/70/1**UN General Assembly, , 21 out. 2015. Disponível em: <[www.refworld.org/docid/57b6e3e44.html](http://www.refworld.org/docid/57b6e3e44.html)>. Acesso em: 7 jun. 2023

VILLAFILA-ROBLES, R. et al. **Assessment of impact of charging infrastructure for electric vehicles on distribution networks.** 2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE). **Anais...**2013.

VISAKH, A.; P, S. M. **Seasonal Effects of Electric Vehicle Charging on the Aging of Distribution Transformers.** 2021 13th IEEE PES Asia Pacific Power & Energy Engineering Conference (APPEEC). **Anais...**2021.

VOPAVA, J. et al. Investigating the Impact of E-Mobility on the Electrical Power Grid Using a Simplified Grid Modelling Approach. **Energies**, v. 13, n. 1, 2020.

WANG, J. et al. Coordinated Electric Vehicle Charging With Reactive Power Support to Distribution Grids. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 15, n. 1, p. 54–63, 2019.

WANG, L. et al. Grid Impact of Electric Vehicle Fast Charging Stations: Trends, Standards, Issues and Mitigation Measures - An Overview. **IEEE Open Journal of Power Electronics**, v. 2, p. 56–74, 2021.

WOLLINGER, L. **Baterias de Lítio-Ion: Um guia completo.** Disponível em: <<https://embarcados.com.br/baterias-de-litio-ion-um-guia-completo/>>. Acesso em: 10 jul. 2023.

XING, Q. et al. Urban electric vehicle fast-charging demand forecasting model based on data-driven approach and human decision-making behavior. **Energies**, v. 13, n. 6, 2020.

XU, C. et al. Future material demand for automotive lithium-based batteries. **Communications Materials**, v. 1, n. 1, p. 99, 2020.

YI, F. et al. **Impacts of classified electric vehicle charging derived from driving patterns to the LV distribution network**. [s.l: s.n.].

YONG, J. Y. et al. **Modeling of electric vehicle fast charging station and impact on network voltage**. CEAT 2013 - 2013 IEEE Conference on Clean Energy and Technology. **Anais...IEEE Computer Society**, 2013.

YONG, J. Y. et al. A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 49, p. 365–385, 2015.

YUNUS, K. J.; DE LA PARRA, H. Z.; REZA, M. Distribution grid impact of Plug-In Electric Vehicles charging at fast charging stations using stochastic charging model. **Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications**, p. 1–11, 2011.

ZAFAR, R.; RAVISHANKAR, J. **Coordinated control of step voltage regulator and D-STATCOM in the presence of distributed photovoltaic systems**. 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON). **Anais...2016**.

ZDRAVESKI, V. et al. **Analyzing the Impact of Battery Electric Vehicles on Distribution Networks Using Nondeterministic Model**. IEEE EUROCON 2019 -18th International Conference on Smart Technologies. **Anais...2019**.

ZHU, X.; MATHER, B.; MISHRA, P. **Grid Impact Analysis of Heavy-Duty Electric Vehicle Charging Stations**. 2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT). **Anais...2020**.