

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Pedro Henrique Eisenkraemer

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE IMPACTO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

Santa Maria, RS
2022

Pedro Henrique Eisenkraemer

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE IMPACTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em **Sistemas de Potência**, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica**.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS
2022

Pedro Henrique Eisenkraemer

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE IMPACTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em **Sistemas de Potência**, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 2 de dezembro de 2022:

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Émerson Rafael da Silva, Me. (UFSM)

Mauro dos Santos Ortiz, Me. (UFSM)

Santa Maria, RS
2022

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, a Deus, que fez com que meus objetivos fossem alcançados, durante todos os meus anos de estudos. Aos meus pais, irmãos e irmã, que me incentivaram nos momentos difíceis e compreenderam a minha ausência enquanto eu me dedicava à realização deste trabalho. Ao professor Daniel Pinheiro Bernardon, por ter sido meu orientador e ter desempenhado tal função com dedicação e amizade. Aos amigos, que sempre estiveram ao meu lado, pela amizade incondicional e pelo apoio demonstrado ao longo de todo o período de tempo em que me dediquei a este trabalho. Aos meus colegas de curso, com quem convivi intensamente durante os últimos anos, pelo companheirismo e pela troca de experiências que me permitiram crescer não só como pessoa, mas também como formando. Ao ensino público brasileiro e a todos agentes públicos que me oportunizaram o acesso a educação gratuita e de qualidade. E por fim, a todos aqueles que contribuíram, de alguma forma, para a realização deste trabalho.

A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu, mas pensar o que ninguém ainda pensou sobre aquilo que todo mundo vê.

(Arthur Schopenhauer)

RESUMO

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE IMPACTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.

AUTOR: Pedro Henrique Eisenkraemer

ORIENTADOR: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Em anos recentes, tendência de crescimento de Veículos Elétricos (VE) em circulação nas estradas tem provocado inúmeras mudanças na maneira como nossa sociedade se comporta. Esse movimento, incentivado sobretudo pelo progresso das pautas ambientais e por incentivos governamentais, levanta sérias preocupações com relação aos possíveis impactos que podem ocorrer nos Sistemas de Distribuição (SD). Nesse sentido, é importante que estudos sobre os efeitos da atuação de tais elementos na rede sejam realizados com análises computacionais sofisticadas para garantir que o planejamento de operação dos SD seja realizado com segurança e eficiência, além de contribuir para a inovação no setor elétrico. Dessa forma, o objetivo deste trabalho consiste em desenvolver uma metodologia para servir de base para a análise de impacto dos VE nos SD. A implementação da metodologia, baseada no Método de Monte Carlo, é realizada através da integração do *software* de simulação OpenDSS com as ferramentas computacionais disponíveis na linguagem de programação *python*. Os resultados obtidos demonstram uma relação direta entre o aumento do nível de penetração dos VE com os impactos no sistema, e, portanto, concretizam a importância do desenvolvimento de novas técnicas para promover análises de impacto nas redes elétricas.

Palavras-chave: Veículos Elétricos; Estações de Recarga; Mobilidade Elétrica; Sistemas de Distribuição; Método de Monte Carlo.

ABSTRACT

METHODOLOGY FOR IMPACT ANALYSIS OF ELECTRIC VEHICLES ON DISTRIBUTION NETWORKS.

AUTHOR: Pedro Henrique Eisenkraemer

ADVISOR: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

In recent years, the growing tendency of Electric Vehicles (EV) on the roads have been provoking many changes in the manner our society behaves. This movement, encouraged mainly by the progress of environmental guidelines and by government incentives, raises serious concerns regarding the possible impacts that may occur in the Distribution Systems (DS). In this sense, it is important that studies on the effects of the performance of such elements in the network are carried out with sophisticated computational analysis to ensure that the operation planning of the DSs is carried out safely and efficiently, apart from contributing to innovation in the electricity sector. Thus, the objective of this work is to develop a methodology to serve as a basis for the analysis of the impact of EV in DS. The implementation of the methodology, based on the Monte Carlo Method, is carried out through the integration of the OpenDSS simulation *software* with the computational tools available in the *python* programming language. The results obtained demonstrate a direct relationship between the increase in the penetration level of EV and the impacts on the system, and, therefore, demonstrate the importance of developing new techniques to promote impact analyzes on electrical networks.

Keywords: Electric Vehicles; Charging Stations; Electric Mobility; Distribution Systems; Monte Carlo method.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Estoque global de veículos elétricos por região	15
Figura 2.1 – Aspecto construtivo do BEV	21
Figura 2.2 – Aspecto construtivo do PHEV	22
Figura 2.3 – Aspecto construtivo do FCEV	23
Figura 2.4 – Principais categorias de veículos urbanos	24
Figura 2.5 – Principais modelos de carregadores de veículos elétricos	29
Figura 2.6 – Futuro ecossistema das estações de carregamento	31
Figura 2.7 – Impactos dos veículos elétricos nos sistemas de energia	32
Figura 2.8 – Etapas do MMC	40
Figura 3.1 – Metodologia proposta	44
Figura 3.2 – Código para criação da Classe utilizada para coleta dos dados	49
Figura 4.1 – Código para alocação das estações monofásicas no SD	51
Figura 4.2 – Código para alocação das estações trifásicas no SD	52
Figura 4.3 – Modelo de Estação de Recarga com Recursos Energéticos Distribuídos	53
Figura 4.4 – Código para alocação das estações integradas com geração fotovoltaica e banco de baterias no SD	54
Figura 5.1 – Perdas no SD no Cenário 2	57
Figura 5.2 – Níveis de tensão no SD no Cenário 2	58
Figura 5.3 – Carregamento do SD no Cenário 2	59
Figura 5.4 – Perdas no SD no Cenário 3	60
Figura 5.5 – Níveis de tensão no SD no Cenário 3	60
Figura 5.6 – Carregamento do SD no Cenário 3	62
Figura 5.7 – Perdas no SD no Cenário 4	63
Figura 5.8 – Níveis de tensão no SD no Cenário 4	64
Figura 5.9 – Carregamento do SD no Cenário 4	64
Figura 5.10 – Perdas no SD no Cenário 5	65
Figura 5.11 – Níveis de tensão no SD no Cenário 5	66
Figura 5.12 – Carregamento do SD no Cenário 5	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Modelos de VE disponíveis no mercado brasileiro.....	25
Tabela 2.2 – Classificação das recargas de acordo com a ABNT NBR IEC 61851-1 ..	27
Tabela 2.3 – Níveis de recarga de acordo com normatização da SAE J1772	28
Tabela 2.4 – Modelos de carregadores de VE disponíveis no mercado brasileiro	30
Tabela 2.5 – Classificação dos serviços prestados por VE ao SD	38
Tabela 2.6 – Visão geral das distribuições de probabilidade implementadas em estudos de impacto de VE	42
Tabela 3.1 – Limites de operação do PRODIST	47
Tabela 5.1 – Resultados obtidos no Cenário Base	56
Tabela 5.2 – Número de transformadores sobrecarregados no cenário 2	58
Tabela 5.3 – Número de transformadores sobrecarregados no cenário 3	61
Tabela 5.4 – Número de transformadores sobrecarregados no cenário 4	63
Tabela 5.5 – Número de transformadores sobrecarregados no cenário 5	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>AFP</i>	<i>Análise de fluxo de potência</i>
<i>ANEEL</i>	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
<i>BEV</i>	<i>Batery Electric Vehicle</i>
<i>DDR</i>	<i>Dispositivo de Corrente Diferencial-residual</i>
<i>DI</i>	<i>Demand Interval</i>
<i>DLL</i>	<i>Dynamic Link Library</i>
<i>ER</i>	<i>Estação de Recarga</i>
<i>FCEV</i>	<i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>
<i>FPB</i>	<i>Fluxo de Potência Probabilístico</i>
<i>HEV</i>	<i>Hybrid Electric Vehicle</i>
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<i>IPE</i>	<i>Índice de Perdas Elétricas</i>
<i>MS</i>	<i>Microsoft</i>
<i>RED</i>	<i>Recursos Energéticos Distribuídos</i>
<i>SAE</i>	<i>Associação dos Engenheiros Automotivos</i>
<i>SD</i>	<i>Sistemas de Distribuição</i>
<i>SEP</i>	<i>Sistemas Elétricos de Potência</i>
<i>TL</i>	<i>Tensão de Leitura</i>
<i>UFMS</i>	<i>Universidade Federal de Santa Maria</i>
<i>VBA</i>	<i>Visual Basic Applications</i>
<i>VE</i>	<i>Veículo Elétrico</i>
<i>P&D</i>	<i>Pesquisa e Desenvolvimento</i>
<i>PHEV</i>	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i>
<i>PRODIST</i>	<i>Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	CONTEXTO HISTÓRICO DA MOBILIDADE ELÉTRICA	13
1.2	O CONTEXTO ATUAL DA MOBILIDADE ELÉTRICA	14
1.2.1	Rota 2030	16
1.2.2	Chamada 22 da ANEEL	16
1.3	PERSPECTIVAS FUTURAS E PRINCIPAIS DESAFIOS	17
1.4	OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS	18
1.4.1	Objetivo Geral	19
1.4.2	Objetivos Específicos	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
2.1	TECNOLOGIAS DA MOBILIDADE ELÉTRICA E SEUS MODAIS RELACIONADOS	20
2.1.1	Veículo elétrico a bateria (BEV)	20
2.1.2	Veículos elétricos híbridos (HEV) e (PHEV)	21
2.1.3	Veículo elétrico a célula de combustível (FCEV)	23
2.1.4	Classificação dos modais de VE	24
2.2	TECNOLOGIAS E INFRAESTRUTURA DE RECARGA	25
2.2.1	Métodos de carregamento	26
<i>2.2.1.1</i>	<i>Modos de Recarga</i>	<i>26</i>
<i>2.2.1.2</i>	<i>Níveis de recarga</i>	<i>27</i>
2.2.2	Modelos de carregadores	28
2.2.3	Futuro ecossistema da mobilidade elétrica	30
2.3	O IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NOS SISTEMAS DE ENERGIA	31
2.3.1	Impactos adversos	33
<i>2.3.1.1</i>	<i>Instabilidade de tensão</i>	<i>33</i>
<i>2.3.1.2</i>	<i>Aumento da demanda de pico</i>	<i>34</i>
<i>2.3.1.3</i>	<i>Redução na qualidade de energia</i>	<i>34</i>
<i>2.3.1.4</i>	<i>Aumento das perdas</i>	<i>35</i>
<i>2.3.1.5</i>	<i>Sobrecarga de linhas e transformadores</i>	<i>35</i>
2.3.2	Meios para mitigação dos efeitos negativos	36
2.3.3	Serviços ancilares prestados por VE nos SD	37
2.4	MÉTODOS PARA IDENTIFICAÇÃO E QUANTIFICAÇÃO DOS IMPACTOS DOS VE	38
2.4.1	Método de Monte Carlo	39
2.4.2	Aplicação do MMC em estudos com VE	41

3	METODOLOGIA.....	43
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	43
3.2	DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA.....	43
3.2.1	Sorteio do ponto de acoplamento das ER.....	46
3.2.2	Geração das variações dos perfis de carga.....	46
3.2.3	Obtenção do índice de perdas elétricas.....	47
3.2.4	Obtenção dos níveis de tensão.....	47
3.2.5	Obtenção do perfil de carregamento.....	48
3.3	IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA EM <i>PYTHON</i>	48
4	DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO.....	50
4.1	MODELAGEM DAS ER.....	50
4.1.1	Estação de recarga monofásica convencional.....	51
4.1.2	Estação de recarga trifásica convencional.....	51
4.1.3	Estação de recarga integrada com recursos energéticos distribuídos.....	52
4.2	CENÁRIOS APLICADOS NO ESTUDO.....	54
4.3	DESCRIÇÃO DA REDE EM ESTUDO.....	55
5	RESULTADOS E ANÁLISES.....	56
5.1	CENÁRIO BASE.....	56
5.2	CENÁRIO DAS ESTAÇÕES MONOFÁSICAS CONVENCIONAIS.....	56
5.3	CENÁRIO DAS ESTAÇÕES TRIFÁSICAS CONVENCIONAIS.....	59
5.4	CENÁRIO DAS ESTAÇÕES TRIFÁSICAS INTEGRADAS COM OS RED.....	62
5.5	CENÁRIO DA COMBINAÇÃO DOS MODELOS DE ESTAÇÕES.....	65
6	CONCLUSÃO.....	68
6.1	RECOMENDAÇÃO DE TRABALHOS FUTUROS.....	69
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	70

1 INTRODUÇÃO

A mobilidade urbana pode ser considerada como uma das atividades essenciais exercidas pela sociedade contemporânea. Notoriamente, o investimento em tecnologia e infraestrutura dos modais de transporte tem sido um dos principais fatores responsáveis pela movimentação das economias e geração de empregos ao redor do mundo. Além disso, nota-se que, conforme transcorre o crescimento das economias e populações, cresce também a demanda por bens, assim como o número de pessoas com desejo e meios de viajar. Estimativas do *International Transport Forum* enaltecem que, após a redução temporária de 2020, em decorrência da pandemia de coronavírus, a demanda global por transporte de passageiros pode dobrar até o ano de 2050 (ITF, 2021). Assim sendo, lidar com esse volume de deslocamentos não será um desafio simples, exigindo que sejam implementados complexos projetos de planejamento de expansão da infraestrutura existente.

Outra importante preocupação relacionada com a expansão dos sistemas de transporte é o consequente aumento das emissões de gases de efeito estufa e os efeitos das variações climáticas na atmosfera. Estatísticas coletadas pela *International Energy Agency* (IEA) demonstram que o transporte rodoviário é hoje responsável por mais de 15% das emissões totais de CO_2 relacionadas com a energia no mundo todo (IEA, 2021b). Além disso, projeções estimam que os produtos petrolíferos poderão ainda representar mais de 80% da energia consumida em meios de transportes no ano de 2030, configurando uma significativa emissão de poluentes.

Na esfera da saúde pública, nota-se também uma série de consequências originadas a partir da poluição emitida pelo setor de transportes, estando relacionadas a um conjunto de problemas respiratórios advindos da inalação dos gases emitidos pela combustão de gasolina. Segundo dados da Organização Mundial da Saúde (OMS), as mortes associadas à exposição ao material particulado e a outros contaminantes atmosféricos correspondem a um dos principais fatores de risco para mortes prematuras no mundo, alcançando a marca de 4,2 milhões de mortes por ano (OMS, 2021). Além disso, a OMS também constatou que mais da metade da população urbana mundial está exposta a uma poluição atmosférica maior do que os padrões de segurança recomendados pela instituição.

Nessa conjuntura, o Acordo de Paris, documento desenvolvido no âmbito da 21ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 21), representa um importante direcionamento para a contenção e diminuição das consequências da emissão de poluentes em nosso planeta (ONU, 2015). Esse acordo enalteceu a importância da unificação de esforços para garantir a manutenção da temperatura mundial abaixo de 2°C acima dos níveis pré-industriais, além de estabelecer protocolos e medidas regulatórias necessárias para garantir a administração sustentável

do meio ambiente.

Portanto, nota-se a existência de um expressivo conflito entre as tendências de expansão do setor de transportes a necessidade de promover uma redução nos níveis de poluentes emitidos em nossa atmosfera. Em virtude desse desafio, a prospecção pelo desenvolvimento de soluções e modernizações nos setores de mobilidade urbana tem se tornado cada vez mais importante no contexto atual. Desse modo, neste cenário de crescente demanda por meios de mobilidade eco-sustentáveis, a implementação de veículos elétricos (VE) emergiu como uma interessante alternativa capaz de satisfazer as imposições de ambos os lados deste embate. Entra em perspectiva, dessa maneira, o conceito de mobilidade elétrica, ou seja, a ideia de modernizar o setor de transportes por meio de tecnologias movidas pela operação de motores elétricos, menos agressivas ao meio ambiente.

A relevância desse conceito tem aumentado substancialmente nos últimos anos, e espera-se que sua participação na malha rodoviária se torne cada vez mais expressiva no Brasil e no mundo. Apesar de representar, de fato, uma nova esperança no que diz respeito às medidas de contenção dos efeitos das mudanças climáticas, a ampla difusão da mobilidade elétrica ainda necessita de muitos estudos e investimentos para se concretizar como um meio de deslocamento viável e acessível para todos. Por conseguinte, atualmente esse fenômeno simboliza, acima de tudo, novos desafios para serem superados por nossa sociedade.

1.1 CONTEXTO HISTÓRICO DA MOBILIDADE ELÉTRICA

Ao contrário do que se comumente imagina, a mobilidade elétrica não corresponde a um fenômeno propriamente novo. A história nos mostra que, na verdade, seu surgimento teve origem entre o final do século 19 e o início do século 20, concomitantemente com o surgimento da indústria automotiva (ANDERSON, 2010). Documentos históricos apontam que no ano de 1903 havia cerca de quatro mil veículos automotores registrados na cidade de Nova York, sendo que 20% eram propulsionados por motores elétricos. Assim sendo, os VE representavam um forte concorrente no mercado da época. Contudo, foram os motores a combustão interna que, num primeiro momento, estabeleceram a dominância de mercado, principalmente em virtude de sua maior eficiência energética e menores custos de fabricação (FERREIRA, 2021).

Foi somente a partir dos anos 1960 que os VE voltaram a atrair a atenção das grandes montadoras, incentivadas pelo crescente movimento das pautas ambientais. Nesta época, um dos principais aditivos da gasolina comum era o chumbo, elemento extremamente tóxico para a atmosfera e para o organismo humano. Além disso, não existiam ainda filtros para amenizar as emissões de gases poluentes, configurando um latente pro-

blema ambiental. Alguns anos mais tarde, em 1992, foi organizada na cidade de Rio de Janeiro a conferência Eco-92, evento internacional que teve como um de seus principais objetivos enaltecer os problemas socioambientais derivados do uso excessivo dos combustíveis fósseis. Fruto deste evento, o documento da Agenda 21 buscou incentivar os países desenvolvidos à investirem na transição energética para fontes renováveis de energia. Ainda naquele ano, a União Europeia definiu os paradigmas de sua nova política de transportes, baseada em uma estratégia para promover a mobilidade sustentável.

Nas décadas subsequentes, outras importantes conferências foram organizadas para por em debate a agenda ambiental e o desenvolvimento sustentável, tais como a conferência de Kyoto em 1997, a Rio+20 em 2002 e a conferência de Paris em 2015. Como resultado, diversos países começaram a articular de maneira mais incisiva incentivos para promover o setor de mobilidade elétrica, instituindo metas e capitaneando um conjunto de políticas de estímulos para o desenvolvimento do setor. Essas práticas envolveram desde incentivos ao consumidor, como subsídios e isenção de impostos, até mesmo investimentos na infraestrutura de carregamento e em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Alguns países europeus, como a França, Noruega e Alemanha, se destacaram nestes campos (SANTOS, 2021).

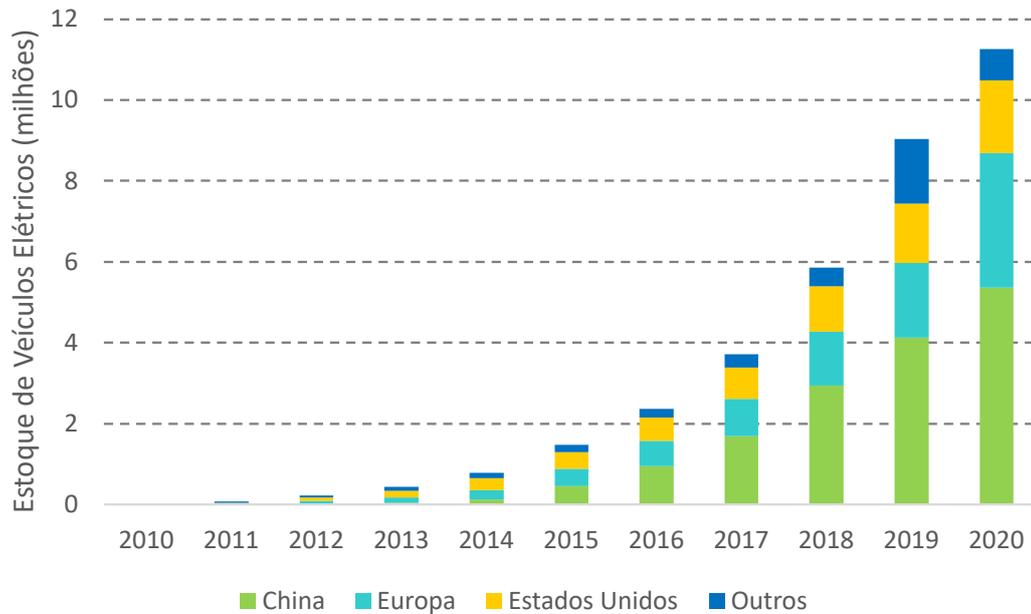
1.2 O CONTEXTO ATUAL DA MOBILIDADE ELÉTRICA

As perspectivas atuais de desenvolvimento do setor da mobilidade elétrica, até mesmo considerando as retrações das economias devido à pandemia, são muito animadoras. Segundo estatísticas publicadas pela IEA em 2021, havia mais de 10 milhões de VE nas estradas do mundo no último trimestre de 2020, crescimento que seguiu a tendência de uma década de forte evolução no setor. Esse comportamento pode ser visualizado através do gráfico ilustrado na Figura 1.1. Apesar da pandemia ter originado uma desaceleração nas vendas de automóveis, totalizando uma queda nas vendas globais de 16%, os registros de VE aumentaram 41% em 2020. Ao todo, cerca de 3 milhões de carros elétricos foram vendidos globalmente, e a Europa ultrapassou a República Popular da China como o maior mercado de VE do mundo pela primeira vez (IEA, 2021a).

Dando prosseguimento, os dados da agência demonstraram que, no primeiro trimestre de 2021, as vendas globais de VE aumentaram cerca de 140% em comparação com o mesmo período do último ano, alavancadas principalmente por vendas na China, Europa e Estados Unidos. Os relatórios da IEA explicam que a resiliência das vendas de VE frente à pandemia ocorre principalmente em virtude de que diversos países instituíram quadros regulatórios de apoio ao setor. Seguindo a tendência de anos anteriores, muitos países já estavam estabelecendo importantes políticas reguladoras do mercado, tais como normas a respeito de limites de emissões de CO_2 e mandatos para fabricação de veículos

de emissão zero. No fim de 2020, mais de 20 países anunciaram restrições nas vendas de carros convencionais. Apesar disso, a parcela de incentivos governamentais nos gastos totais com carros elétricos diminuiu nos últimos cinco anos, sugerindo que os VE estão se tornando cada vez mais atraentes para os consumidores.

Figura 1.1 – Estoque global de veículos elétricos por região



Fonte: (IEA, 2021a).

Na perspectiva nacional, o mercado brasileiro de mobilidade elétrica ainda se encontra em estágio de desenvolvimento inicial, possuindo participação pouco significativa nas vendas globais quando comparado aos países líderes do mercado. Entretanto, as taxas de crescimento observadas nos últimos anos demonstram forte potencial de alavancagem do cenário brasileiro. Somente no ano de 2019, os registros de VE leve e de pequeno porte registraram um aumento de três vezes o volume do ano anterior (PNME, 2021a). Ainda, a análise da quantidade de vendas de VE nos últimos anos revela a existência de uma curva exponencial ascendente, com destaque para os VE híbridos, que atingiram o patamar de 19 mil unidades em 2021.

Nesse mesmo seguimento, a infraestrutura de carregamento também apresenta índices cada vez mais positivos. A plataforma *PlugShare* salienta a existência de mais de 600 estações de carregamento, públicas ou privadas, cadastradas no Brasil, configurando importantes vias eletrificadas para o deslocamento de VE pelo país (PLUGSHARE, 2021). Destaca-se, no entanto, que os investimentos em estações de recarga (ER) que vem sendo realizados ainda focalizam a sua alocação apenas em corredores estratégicos de escoamento, concentrados principalmente no eixo sul e sudeste do país.

Assim, apesar do ritmo de crescimento mais lento em relação a outros países, nota-se que cenário brasileiro tem seguido uma boa evolução. É importante destacar que todo

esse desenvolvimento é resultado de um vasto ecossistema de inovação, instituído para promover a difusão da mobilidade elétrica no Brasil. Esse ecossistema é composto por diversas esferas, tanto públicas quanto privadas, que fomentam programas e iniciativas de incentivo ao setor. Dentre as entidades que lideram essas iniciativas, destacam-se as montadoras de veículos, o Governo Federal e suas agências regulatórias, o setor elétrico, *startups*, universidades e agências de fomento e inovação (PNME, 2021b).

Um dos primeiros e mais importantes projetos de cooperação técnica que foram realizados no Brasil foi o Sistema de Propulsão Eficiente PROMOB-e, implementado em 2017 pelo Ministério da Economia (ME) do Brasil e o Ministério do Desenvolvimento Regional (MRD) em parceria com a *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ). O projeto contribuiu para a criação do grupo GT7, que mais tarde foi responsável por articular a estruturação do programa Rota 2030 em 2018 (PROMOBE, 2021). O projeto também foi responsável por auxiliar a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a elaborar propostas de normas e regulamentos aplicáveis ao contexto brasileiro. Essa parceria resultou também na abertura da consulta pública número 22 de 2018 da ANEEL, uma chamada de P&D estratégico em Mobilidade Elétrica, com o tema “Promovendo Soluções Eficientes de E-Mobilidade”.

1.2.1 Rota 2030

O programa Rota 2030 se concretizou como uma das primeiras políticas regulatórias de longo prazo implantadas no Brasil para promover o setor de mobilidade elétrica, com duração prevista de 15 anos e separada em 3 ciclos de desenvolvimento. O programa estabeleceu diretrizes para definição de regulações e incentivos, com objetivo de desenvolver a logística e a competitividade do sistema de mobilidade urbana no país. Seus principais direcionamentos se referem à promoção do incremento da eficiência energética, o aumento do investimento em pesquisa, o estímulo à produção de novas tecnologias e a promoção de formas alternativas de propulsão. O programa também define incentivos para projetos desenvolvidos entre o setor privado e universidades, com recursos aportados pela renúncia fiscal concedida pelo governo federal.

1.2.2 Chamada 22 da ANEEL

A Chamada estratégica da ANEEL foi estabelecida com a finalidade de formular soluções e novas estratégias de desenvolvimento do mercado de mobilidade elétrica. Dentre os principais fatores que a chamada pretende atender, estão englobadas propostas de novos modelos de negócio, tecnologias, serviços, sistemas e infraestruturas que promovam o desenvolvimento ou a operação dos VE. Para atingir esses objetivos, foram destinados

aproximadamente R\$ 620 milhões, concretizando a chamada como um dos maiores programas de financiamento e fomentador do setor da mobilidade elétrica no âmbito da P&D de novas tecnologias.

1.3 PERSPECTIVAS FUTURAS E PRINCIPAIS DESAFIOS

Considerando tudo o que foi descrito até agora a respeito do cenário da mobilidade elétrica no Brasil, naturalmente surge a necessidade de buscar entender como se desenvolverá o comportamento deste mercado nos próximos anos, e os seus desdobramentos frente a esse ecossistema de suporte a inovação que vem sendo criado. De fato, realizar uma projeção para o desempenho de nosso cenário é uma tarefa muito desafiadora, levando em conta o quadro de indefinições e incertezas relacionadas ao desenvolvimento desse setor.

Apesar disso, algumas estimativas puderam ser levantadas através de estudos realizados pela Plataforma Nacional de Mobilidade Elétrica (PNME). A pesquisa desenvolvida traçou diferentes possibilidades de cenários de mercado num horizonte 2030, considerando uma perspectiva multimodal (PNME, 2021a). Os estudos mostraram que, mesmo nos cenários mais conservadores, o mercado de VE deverá apresentar um crescimento consistente na próxima década. As estatísticas destacaram uma forte possibilidade de que a frota de VE híbridos possa representar entre 5% a 15% dos veículos de passeio comuns em 2030, consistindo, dessa forma, uma importante parcela do setor.

Embora esteja claro que o desenvolvimento do setor de mobilidade elétrica no Brasil esteja bem encaminhado, é evidente que muitos empecilhos ainda terão de ser superados para garantir a ampla difusão dos VE no país. De maneira geral, considerando todos os fatores relacionados, pode-se desmembrar esses desafios em três principais barreiras a serem superadas: (a) tecnologia ainda pouco acessível; (b) infraestrutura de estações de carregamento; (c) impactos na rede elétrica devido ao aumento da demanda energética.

Apesar do Brasil contar com uma matriz elétrica favorável à difusão de VE, com elevada participação de fontes renováveis (EPE, 2021), os preços atuais dos modelos elétricos são muito superiores ao padrão de consumo brasileiro. Estima-se que preço médio de um carro elétrico ou híbrido esteja na faixa dos R\$ 200 mil em nosso país. Esses valores são explicados, principalmente, por conta das tecnologias envolvidas na fabricação do carro, como a bateria e o inversor, que podem chegar a constituir cerca de 40% do valor final do veículo. Assim sendo, ao contrário da experiência americana e europeia, a acessibilidade de compra dos VE está longe de ser alcançada no Brasil.

Da mesma forma, a baixa infraestrutura de estações de carregamento também configura um cenário desencorajador para aquisição dos VE. Apesar de já existirem alguns projetos para construção de rotas eletrificadas nas principais vias de deslocamento do

país, ainda serão necessários vários anos de investimento para que essas rotas se tornem acessíveis para o transporte de um grande volume de VE.

Por fim, destacam-se também os possíveis impactos decorrentes do aumento da demanda de energia necessária para atender a operação dos VE. Como as baterias dos VE necessitam de um maior nível de potência se comparado à equipamentos domésticos usuais, a inserção de VE nos sistemas de distribuição (SD) pode resultar em impactos nos níveis de consumo e demanda de energia e, conseqüentemente, em mudanças nos aspectos do fornecimento (SHAFIEE; FOTUHI-FIRUZABAD; RASTEGAR, 2013b). Ressalta-se que, por se tratar de uma carga dinâmica, que tem possibilidade de efetuar carregamento e descarregamento em qualquer horário do dia, esses impactos podem ser positivos ou negativos. No entanto, sob a ótica da demanda energética, esses impactos dependerão principalmente do número de veículos em operação, dos horários de carregamento e da difusão deste tipo de transporte.

Dessa maneira, com a finalidade de suportar a inclusão destas novas cargas, os SD devem contar com o devido planejamento para se tornarem robustos e estruturalmente adequados à essa demanda. Assim sendo, há a necessidade do desenvolvimento de estudos, metodologias e sistemas para analisar o impacto e a viabilidade de atendimento dos VE nas redes elétricas existentes. Essas avaliações devem considerar desde fatores técnicos, como o desempenho da rede com relação aos seus níveis de tensão, perdas e carregamento, até fatores relacionados com as incertezas inerentes do processo de difusão dos VE nas malhas rodoviárias, tais como hábitos de consumo dos motoristas e padrões de mobilidade da população.

1.4 OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS

Tendo em vista o contexto descrito, este trabalho realiza uma exploração dos possíveis impactos advindos da difusão dos VE nos SD brasileiros. Em grande medida, este desafio baseia-se a partir da dificuldade de prever de maneira concreta as variáveis que coordenarão a operação e a difusão dos VE pelo país. Assim sendo, a solução encontrada para modelar essas incertezas foi o desenvolvimento de uma metodologia baseada no método estocástico de Monte Carlo (MMC), que permite estimar de que maneira o carregamento dos VE irá impactar os sistemas. Esta metodologia será implementada através de um roteiro desenvolvido na linguagem *python*, com objetivo de automatizar o processo de simulação. Esse algoritmo será responsável por manipular arquivos de simulação no OpenDSS, programa de código aberto que é extensamente utilizado na área da engenharia elétrica para solução do fluxo de potência. Dessa forma, espera-se que a metodologia desenvolvida possibilite a análise do impacto de demanda, perdas de energia, níveis de tensão e carregamento dos SD.

A justificativa para a escolha do *software* OpenDSS estrutura-se na ampla versatilidade de simulação desse programa, que contempla diversas ferramentas para reproduzir os fenômenos que ocorrem nos SD (FREITAS, 2019). O *software* também tem a vantagem de não requerer uma capacidade computacional volumosa para solução de suas simulações, e pode ainda ser controlado através de linguagens de programação externas.

1.4.1 Objetivo Geral

Desenvolver uma metodologia para implementação de técnicas de simulação computacional que possibilitem a realização de uma análise do cenário e dos impactos dos VE nos SD Brasileiros.

1.4.2 Objetivos Específicos

- (a) Implementar o MMC para modelar as incertezas relacionadas com a operação dos VE nos SD.
- (b) Desenvolver um algoritmo em *python* para promover a automação dos processos de simulação.
- (c) Modelar diferentes tipos de estação de recarga no OpenDSS: estação monofásica convencional, estação trifásica convencional e estação trifásica integrada com recursos energéticos distribuídos (RED).
- (d) Analisar o impacto das perdas de energia, níveis de tensão e carregamento frente a diferentes níveis de penetração das ER nos SD.
- (e) Comparar os impactos no sistema de diferentes cenários considerando a alocação dos diferentes modelos de estações de recarga.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção serão apresentadas as principais classificações dos VE e ER, além das formas padronizadas de carregamento e suas características. Por fim, também será apresentado um breve estado da arte acerca dos impactos gerados pelo carregamento dos veículos elétricos nos SD.

2.1 TECNOLOGIAS DA MOBILIDADE ELÉTRICA E SEUS MODAIS RELACIONADOS

De acordo com ABNT (2021), a eletrificação veicular considera a implementação de automóveis propulsionados por um motor elétrico, apresentando a eletricidade como sua principal fonte de energia. Além disso, a estrutura típica de um veículo elétrico também contempla um conjunto de componentes de armazenamento de energia, conversão e controle, essenciais para assegurar a adequada operação e manutenção dos recursos energéticos nas mais diversas condições de funcionamento (EHSANI et al., 2021).

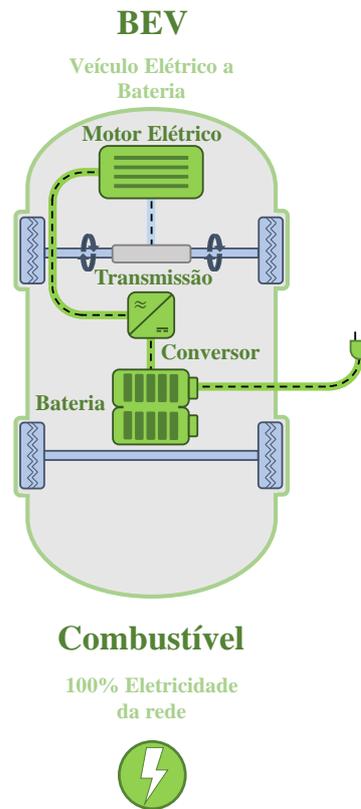
Assim como existem diversas tecnologias disponíveis e aspectos construtivos variados para os carros a combustão, os VE também contemplam diferentes tipologias para acomodar as necessidades de aplicação. De maneira geral, os VE podem ser caracterizados em quatro classificações distintas (BAYRAM, 2017), estabelecidas de acordo com o aspecto construtivo do veículo: veículo elétrico a bateria (do inglês, *Battery Electric Vehicle* - BEV), veículo elétrico híbrido (do inglês, *Hybrid Electric Vehicle* - HEV), veículo elétrico híbrido *plug-in* (PHEV) e veículo elétrico a célula de combustível (do inglês, *Fuel Cell Electric Vehicle* - FCEV). As principais características, vantagens e desvantagens de cada uma dessas classificações de VE serão exploradas nos tópicos a seguir.

2.1.1 Veículo elétrico a bateria (BEV)

O BEV apresenta o motor elétrico como sua fonte exclusiva de propulsão, fazendo com que ele opere continuamente em modo de esgotamento de carga. A Figura 2.1 ilustra um diagrama simplificado da estrutura de um BEV. Nota-se a presença do sistema de armazenamento, carregado através de uma conexão externa com a rede elétrica. A transferência da energia para o motor é realizada através de um conversor CC/CA a bordo do veículo, e assim é possível que o eixo de rotação seja acionado através do sistema de transmissão da energia mecânica (EHSANI et al., 2021). Ressalta-se, no entanto, que a disposição dos componentes na figura não reflete o posicionamento real dos equipamentos dentro do veículo.

Dentre as vantagens desta classificação, destacam-se a emissão local zero de poluentes, alta eficiência, baixo custo para recarregar e a independência de combustíveis

Figura 2.1 – Aspecto construtivo do BEV



Fonte: Adaptado de Yong et al. (2015).

fósseis. Apesar disso, devido ao fato do BEV depender somente de propulsão elétrica, este tipo de veículo tem limitações de autonomia (CHAN; BOUSCAYROL; CHEN, 2010). Para mitigar este problema, os BEV geralmente apresentam maiores bancos de baterias quando comparados com outros tipos de VE (BAYRAM, 2017). Outras desvantagens da implementação dos BEV estão relacionadas com a necessidade da utilização de estações de carregamento, custos de aquisição e vida útil das baterias.

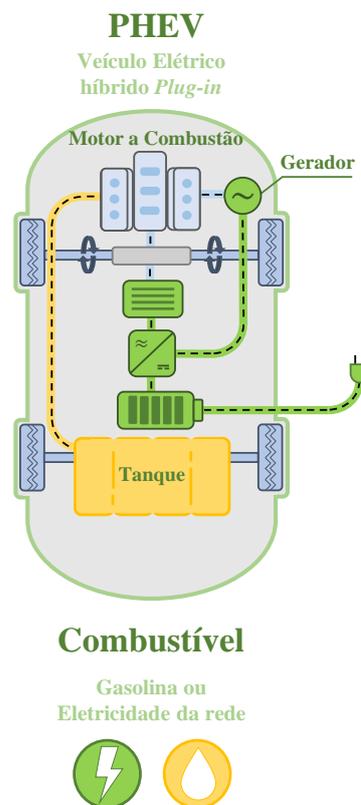
2.1.2 Veículos elétricos híbridos (HEV) e (PHEV)

Os VE híbridos combinam a atuação de um motor a combustão interna, alimentado por gasolina ou diesel, com um conjunto de motor elétrico alimentado por um banco de baterias recarregável. Além disso, esse tipo de veículo possui um minigerador integrado ao seu motor a combustão que é capaz de carregar a bateria quando o veículo está em movimento (YONG et al., 2015). Por meio desta combinação, os HEV apresentam uma eficiência de uso significativamente maior no uso de combustível do que carros convencionais não híbridos, além de serem capazes de se deslocar por distâncias maiores do que os BEV. Outrossim, eles também emitem menos poluentes e economizam no reabastecimento de combustível devido à atuação complementar dos motores.

Os VE híbridos mais avançados possuem baterias de maior capacidade que podem ser recarregadas por uma fonte externa de energia, semelhante aos BEV (YONG et al., 2015). Estes são os veículos denominados de híbridos *plug-in*, que integram as vantagens de autonomia e economia de combustível dos HEV com os benefícios das capacidades elétricas de um BEV. No entanto, destaca-se que as baterias presentes nesses modelos são bem menores do que as baterias presentes num BEV (BAYRAM, 2017). Como desvantagem, destaca-se também seu custo de aquisição, que atualmente é muito elevado quando comparado com os veículos à combustão típicos do mercado.

Os PHEV podem operar tanto em modo 100% elétrico como em modo híbrido, dependendo dos comandos do sistema de controle presente no automóvel (SILVA, 2019). Geralmente, o motor a combustão somente é acionado quando o nível de energia armazenada ultrapassa um limite mínimo, porém, em alguns modelos, o modo híbrido é acionado também quando a velocidade do veículo se torna elevada, com objetivo de aumentar a eficiência de operação dos motores. A Figura 2.2 ilustra um diagrama simplificado da estrutura típica de um PHEV.

Figura 2.2 – Aspecto construtivo do PHEV



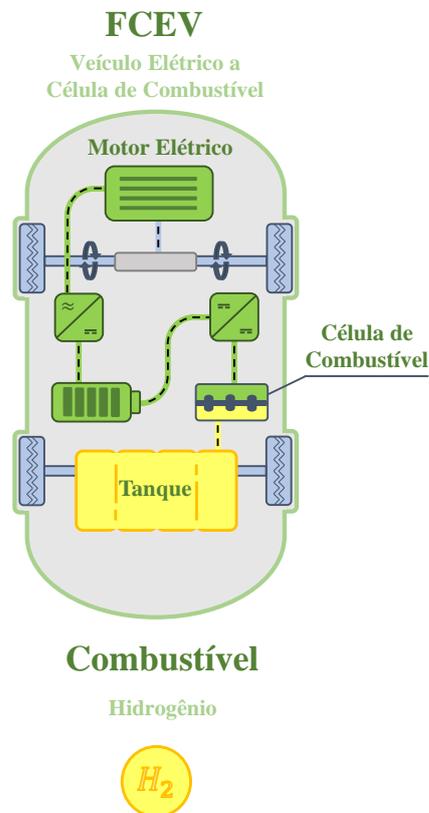
Fonte: Adaptado de Yong et al. (2015).

2.1.3 Veículo elétrico a célula de combustível (FCEV)

Por fim, os VE constituídos por células de combustível utilizam o gás hidrogênio como sua fonte principal de energia (CHAN; BOUSCAYROL; CHEN, 2010). Diferentemente dos modelos apresentados anteriormente, os FCEV combinam hidrogênio e oxigênio para produzir a energia que alimentará o motor elétrico. Essa energia, provinda da célula a combustível, necessita ser tratada por um conversor CC/CC, geralmente um conversor *boost*, para que o nível da tensão gerada seja adequada à entrada da bateria (EHSANI et al., 2021; SUNDDARARAJ et al., 2021; HUSAIN et al., 2021). Sua maior vantagem se enquadra no fato de que a conversão de gás hidrogênio em eletricidade produz apenas água e calor, evitando, dessa forma, a emissão de gases poluentes.

As principais limitações desse modelo de VE são a inexistência de redes de abastecimento e a carência de estudos sobre o desenvolvimento e aperfeiçoamento de sua tecnologia, o que torna o seu custo de aquisição muito elevado quando comparado com outros modelos existentes no mercado (SUNDDARARAJ et al., 2021; IEA, 2021a). A Figura 2.3 ilustra um diagrama simplificado da estrutura típica de um FCEV.

Figura 2.3 – Aspecto construtivo do FCEV

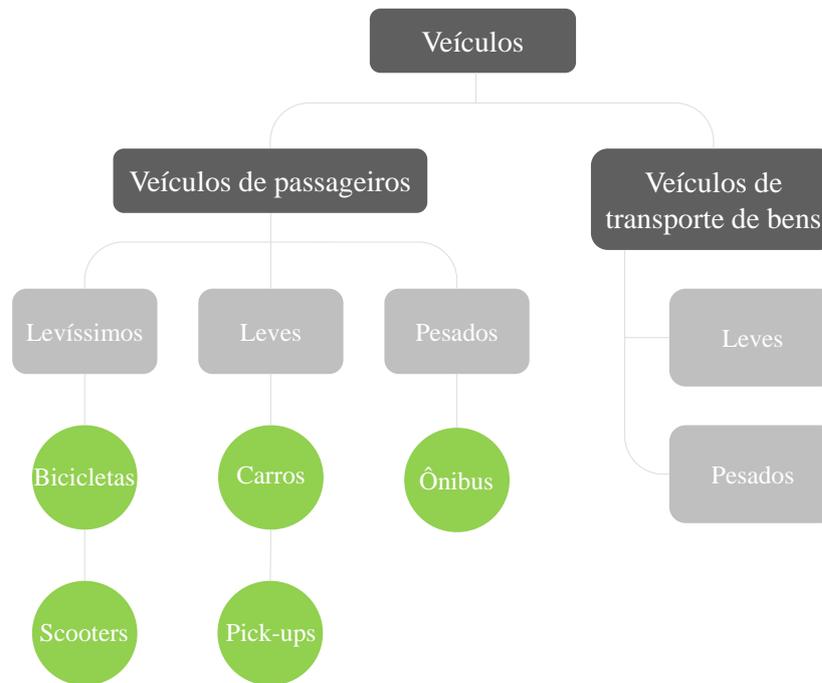


Fonte: Adaptado de Yong et al. (2015).

2.1.4 Classificação dos modais de VE

Para além das classificações dos aspectos construtivos dos VE, também é importante que sejam destacadas as categorias de veículos em função de sua utilização final no meio urbano. Os automóveis considerados como veículos de passageiros podem ser classificados em levíssimos, leves e pesados, sendo que cada uma dessas classificações contempla diferentes modelos tecnológicos, tais como as bicicletas, as *pick-ups* e os ônibus, respectivamente (PNME, 2021a). Além disso, existe a classificação dos veículos de transporte de bens, que também podem ser separados em leves e pesados. Exemplos desses modelos são as vans e os caminhões utilizados nas vias urbanas. A Figura 2.4 ilustra o agrupamento das categorias mencionadas.

Figura 2.4 – Principais categorias de veículos urbanos



Fonte: Adaptado de PNME (2021a).

Neste contexto de diversidade de categorias, é necessário enfatizar que todas elas têm sua importância no cenário de desenvolvimento da mobilidade elétrica. Como foi destacado durante a introdução deste trabalho, observam-se muitos esforços para o desenvolvimento dos mercados desses modais de transporte, com possibilidades de novos modelos de negócios e proposição de novas soluções de mobilidade urbana. Existem, inclusive, projetos públicos e privados que direcionam investimentos exclusivamente para algumas dessas categorias, tais como frotas de ônibus elétricos e de bicicletas (PNME, 2021a). Dessa forma, não se pode menosprezar seu impacto e participação frente ao crescente cenário da eletrificação veicular no Brasil e no mundo.

Para finalizar a discussão deste tópico, são apresentados na Tabela 2.1 os resultados de uma breve pesquisa de mercado em catálogos técnicos, a fim de conhecer alguns dos principais modelos de VE que estão sendo ofertados no mercado brasileiro. Ressalta-se que os valores de mercado mostrados na tabela são aproximados de acordo com o contexto do mercado no primeiro semestre de 2022.

Tabela 2.1 – Modelos de VE disponíveis no mercado brasileiro

Modelo	Tipo	Armazenamento	Autonomia	Valor de Mercado
Audi E-tron	BEV	95,0 kWh	436 km	R\$600,000.00
Nissan Leaf	BEV	40,0 kWh	272 km	R\$290,000.00
Chevrolet Bolt	BEV	66,0 kWh	416 km	R\$320,000.00
Fiat 500e	BEV	42,0 kWh	320 km	R\$250,000.00
Renault Zoe	BEV	52 kWh	385 km	R\$230,000.00
Porsche Taycan	BEV	71,0 kWh	432 km	R\$615,000.00
Porsche Cayene	PHEV	14,1 kWh	40 km	R\$590,000.00
Volvo XC40	BEV	52,0 kWh	418 km	R\$400,000.00
Volvo XC60	PHEV	11,6 kWh	30 km	R\$390,000.00
BMW ie	BEV	76,6 kWh	425 km	R\$650,000.00
BMW X3	PHEV	11,2 kWh	46 km	R\$360,000.00
Toyota Corolla Cross	HEV	-	-	R\$200,000.00
Toyota Corolla Altis	HEV	-	-	R\$160,000.00

Fonte: Autor.

2.2 TECNOLOGIAS E INFRAESTRUTURA DE RECARGA

Considera-se como estação de recarga qualquer unidade de abastecimento que possibilite a realização da recarga da bateria de um VE (ABNT, 2021). Ao contrário dos postos de combustível dos carros a combustão, as tecnologias de recarga dos VE contemplam uma grande variedade de modelos tecnológicos e infraestruturas para suprir as necessidades de uso dos consumidores. Incluem-se, neste conjunto, pontos de recarga residenciais, carregadores portáteis, além de outros tipos de estações públicas e privadas (KHALID et al., 2019). Cada aplicação desses modelos de carregador e métodos de carregamento possui vantagens e desvantagens, além de necessitarem de um tipo específico de tratamento. As principais características desses modelos serão exploradas nos tópicos a seguir.

2.2.1 Métodos de carregamento

Ao longo dos anos, diversas normas foram desenvolvidas com objetivo de estabelecer padrões para os processos de recarga dos VE. Nesse sentido, destaca-se a participação da *International Electrotechnical Commission* (do inglês, Comissão Eletrotécnica Internacional - IEC), entidade que foi responsável por estruturar as normas que posteriormente foram adotadas no Brasil, e da Associação dos Engenheiros Automotivos (SAE), responsável pela elaboração da norma americana SAE J1772, muito utilizada como referência em diversos estudos. Com base nesses documentos, os métodos de recarga podem ser classificados de acordo com seus diferentes modos e níveis, os quais serão descritos nos tópicos a seguir.

2.2.1.1 Modos de Recarga

O documento ABNT NBR IEC 61851-1 contém as normas vigentes que estabelecem os modos padronizados de recarga no Brasil (ABNT, 2021). Essas definições tomam como principais parâmetros as condições de funcionamento do sistema de alimentação, suas proteções relacionadas e o tipo de conexão que é realizada com o veículo.

O modo 1 é definido pela faixa de operação de até 250 V, para redes monofásicas, e 480 V para redes trifásicas. Além disso, o fluxo de corrente máximo deste modo não ultrapassa 16 Ampères por fase e, por essa razão, também é classificado como um carregamento lento. A maior limitação deste modo de recarga é o fato de ele não possuir aterramento local, além de não conter uma interface de proteção entre o VE e a rede de energia. Em razão disso, a IEC recomenda que nesse modo seja implementado um equipamento de proteção suplementar através de um dispositivo de corrente diferencial-residual (DDR) (ABNT, 2021).

O modo 2 é caracterizado pelos mesmos limites de tensão do modo 1, porém o fluxo de corrente pode chegar até os 32 A e, por isso, demanda a utilização de uma tomada padronizada. Seu cabo de alimentação inclui o sistema DDR, além de um condutor de aterramento de proteção. Isso possibilita que a integridade do aterramento seja verificada e, portanto, confere maior segurança para o operador do veículo. Em geral, as montadoras fornecem carregadores portáteis com esse modo de carregamento junto com a compra do VE, para servir em eventuais casos de emergências (SOUZA, 2020).

O modo 3 dispõe de mais recursos quando comparado aos modos anteriores. Carregadores que operam com este modo possuem uma caixa de controle integrada, além de uma quantidade maior de dispositivos de proteção. O sistema de controle é responsável, por exemplo, pela verificação da integridade do sistema de aterramento, desligar o cabo quando não está sendo utilizado, apresentar o fluxo de corrente no momento do carregamento, entre outras funções (SOUZA, 2020). A presença de dispositivos de comunicação

permite também que o carregamento seja realizado com uma potência variável.

Por fim, o modo 4 é tipificado pelo emprego de um equipamento de retificação de corrente externo ao VE, responsável por converter a corrente alternada da rede em corrente contínua (ABNT, 2021). Isso possibilita que a recarga seja realizada com intensidades de corrente maiores, permitindo carregamentos mais rápidos. Por conta disso, esse modo também requer uma infraestrutura de carregamento mais robusta e demasiadamente mais cara. Desse modo, essa estrutura de carregamento é disponibilizada, em geral, somente em eletropostos de abastecimento especializados ou em importantes rodovias eletrificadas. A Tabela 2.2 apresenta um resumo das características de cada um dos modos de carregamento.

Tabela 2.2 – Classificação das recargas de acordo com a ABNT NBR IEC 61851-1

Modo de Recarga	Características	Tensão
Modo 1	Carregamento lento em uma tomada residencial	CA
Modo 2	Carregamento lento em uma tomada residencial Implementação de cabo com elementos de proteção	CA
Modo 3	Carregamento lento ou rápido Tomada e <i>plugue</i> específicos Sistema de controle e proteção integrados	CA
Modo 4	Recargas rápidas Tomada e <i>plugue</i> específicos Sistema de controle e proteção integrados Carregador externo ao veículo	CC

Fonte: (SOUZA, 2020).

2.2.1.2 Níveis de recarga

A norma SAE J1772 é um dos padrões mais aceitos internacionalmente para classificação dos métodos de recarga para VE (KHALID et al., 2019; SAE, 2017). O documento estabelece vários aspectos relativos às tecnologias de carregamento, especificações elétricas e protocolos de comunicação. Com base nesse padrão, existem 3 níveis de classificação para as estações de carregamento de VE em corrente alternada, e outros 3 para corrente contínua. Ressalta-se, no entanto, que esses padrões estão em constante desenvolvimento e debate na comunidade acadêmica, e podem sofrer alterações em futuras versões dessa norma.

O nível CA 1 é utilizado em redes residenciais de energia com tensão de 120 V, monofásicas, incluindo proteções de sobrecorrente e um interruptor de falta à terra. Suporta níveis de potência inferiores a 2 kW e correntes de até 16 A. Este nível implica um alto tempo de carregamento do VE, podendo atingir até 14 h para carga completa, e, por isso, também é classificado como nível de carregamento lento. Os níveis de carregamento CA

2 e 3 referem-se ao carregamento semi-rápido e carregamento rápido em corrente alternada, respectivamente. Nota-se que a conversão de energia para carregamento da bateria nestes casos é realizada por um conversor de bordo do VE (HUSAIN et al., 2021).

Os sistemas de carregamento DC são instalados em locais fixos e são construídos com fiação dedicada (SAE, 2017). Além disso, esses sistemas de carregamento são conhecidos como sistemas de carregamento rápido ou ultrarrápido, pois podem lidar com níveis de potência mais altos, carregando os veículos elétricos em menos tempo em comparação com os carregadores AC (PNME, 2021a). Nesses níveis, as próprias ER são responsáveis por realizar a conversão de energia CA/CC, e a tensão fornecida por estas estações pode atingir até os 600 V. A Tabela 2.3 apresenta um resumo das características de cada um dos níveis de carregamento.

Tabela 2.3 – Níveis de recarga de acordo com normatização da SAE J1772

Nível	Tensão	Máxima Corrente	Potência de Saída
CA 1	120 V (monofásico)	Até 16 A	Até 1,92 kW
CA 2	208-240 V (monofásico)	Até 80 A	Até 19,2 kW
CA 3	208-240 V (mono e trifásico)	Até 400 A	Até 96 kW
CC 1	200–450 V	Até 80 A	Até 36 kW
CC 2	200–450 V	Até 200 A	Até 90 kW
CC 3	200–600 V	Até 400 A	Até 240 kW

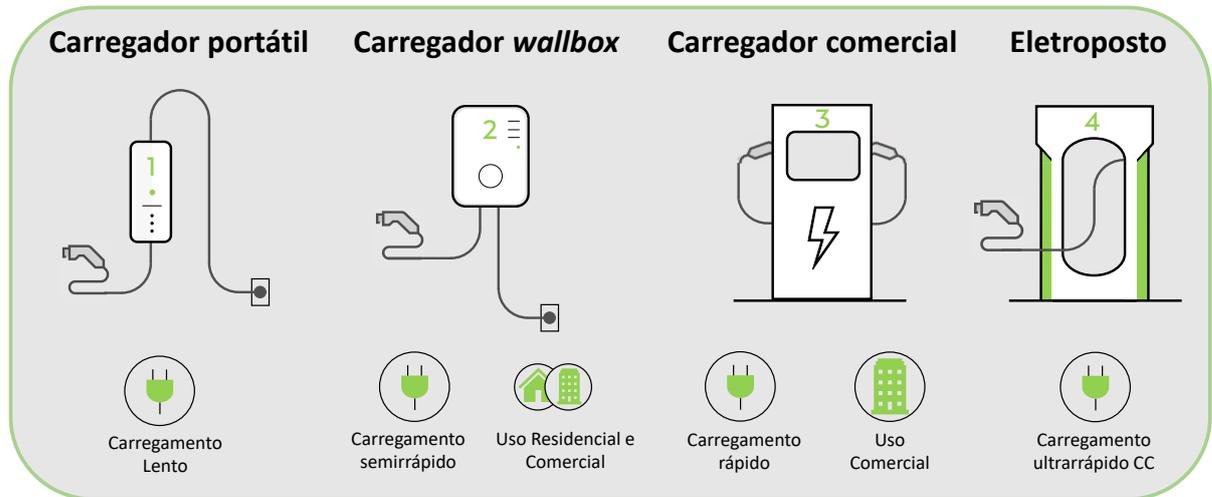
Fonte: Adaptado de Khalid et al. (2019).

2.2.2 Modelos de carregadores

A Figura 2.5 apresenta um esquemático simplificado dos principais modelos de carregadores atuais. Os modelos mais simples de carregador de VE são os carregadores portáteis, extremamente versáteis e úteis para uso no cotidiano. A grande vantagem de sua utilização consiste em sua praticidade, pois podem ser utilizados em praticamente qualquer lugar. Alguns modelos mais potentes chegam a ter a capacidade de fornecer uma corrente de até 32 A em até três fases (esses, no entanto, necessitam de uma tomada especial para uso), porém os mais comuns geralmente contam com 16 A em 220 V, totalizando uma potência de 3,7 kW (NeoCharge, 2021). Existem, ainda, carregadores portáteis de emergência, que geralmente acompanham o VE no momento de sua compra, porém apresentam uma potência de carregamento reduzida (SOUZA, 2020).

Subindo um pouco o nível de complexidade, os carregadores residenciais se configuram como um dos modelos mais comuns de carregadores encontrados no mercado. Como são geralmente fixados em uma parede, também são conhecidos como carregadores *Wallbox*. Assim como os carregadores portáteis, os carregadores residenciais têm

Figura 2.5 – Principais modelos de carregadores de veículos elétricos



Fonte: Autor.

a capacidade de fornecer correntes entre 16 e 32 Ampères, podendo ser instalados em tensões de 220/380 V, dependendo da disponibilidade técnica da rede onde foi instalado (NeoCharge, 2021). Além disso, são mais seguros que os modelos portáteis, pois contam com uma instalação elétrica dedicada e com a presença de equipamentos de proteção. Por fim, alguns modelos de carregadores *Wallbox* contam também com funções de medição, comunicação e controle, proporcionando uma experiência de recarga diferenciada. Estes modelos recebem também o nome de *Smart Wallbox*. Apresentam, por exemplo, recursos como controle de usuário, gestão de energia e status de disponibilidade, e são ideais para utilização em condomínios e estacionamentos privados.

Similares aos carregadores *Wallbox*, os carregadores comerciais são comumente encontrados em locais públicos. Seu grande diferencial se baseia no maior número de saídas e maior potência de carregamento, com alguns modelos chegando a apresentar até 40 kW de potência. Além disso, devido a sua robustez podem ser instalados tanto em área interna quanto externa, e, por isso, sua aplicação mais frequente é encontrada em estacionamentos de locais públicos como mercados e aeroportos.

Por fim, a tecnologia mais avançada e potente disponível para carregamento de VE são as estações de carga rápida em corrente contínua, também chamadas de eletropostos (PNME, 2021a). Diferentemente dos outros carregadores mencionados, esses modelos de estação contam com inversor integrado em seu interior para converter a corrente alternada em corrente contínua, e, por isso, geralmente são bem mais volumosos. Sua potência pode chegar a até incríveis 400 kW (NeoCharge, 2021), e, por conta disso, são mais comumente implementados em postos de abastecimento especializados.

Para fins de conhecimento, foi realizada uma breve pesquisa de mercado em catá-

logos técnicos a fim de conhecer alguns dos principais modelos de carregadores que estão sendo ofertados no mercado brasileiro. Esses dados serão utilizados posteriormente para realização da modelagem das ER em OpenDSS. Os resultados dessa pesquisa podem ser visualizado na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Modelos de carregadores de VE disponíveis no mercado brasileiro

Modelo	Empresa	Tipo	Fases	Tensão Nominal	Corrente Máxima	Potência Máxima
WEMOB-W	WEG	Residencial	1 ϕ	127 V	32 A	7,4 kW
WEMOB-P	WEG	Comercial	3 ϕ	380 V	32 A	22,0 kW
WEMOB-S	WEG	Eletroposto	3 ϕ	380 V	181 A	118,0 kW
NC100	NeoCharge	Portátil	1 ϕ	127 V	32 A	7,4 kW
NC400	NeoCharge	Portátil	3 ϕ	380 V	32 A	22,0 kW
Standart	EVlink	Residencial	1 ϕ	220 V	32 A	7,4 kW
Parking	EVlink	Comercial	3 ϕ	380 V	32 A	22,0 kW
Station	EVlink	Eletroposto	3 ϕ	380 V	37 A	24,0 kW
Aura	ChargeAmps	Residencial	1 ϕ	230 V	32 A	7,4 kW
Halo	ChargeAmps	Comercial	3 ϕ	400 V	32 A	44,0 kW
Essential	BMW	Comercial	1 ϕ	240 V	32 A	22,0 kW
Terra Wallbox	ABB	Comercial	1 ϕ	240 V	100 A	22,5 kW
Terra 184	ABB	Eletroposto	3 ϕ	480 V	180 A	300,0 kW
EVA007KG/01	BYD	Residencial	1 ϕ	220 V	32 A	7,0 kW
EVA040KG/01	BYD	Comercial	3 ϕ	380 V	63 A	40,0 kW

Fonte: Autor.

2.2.3 Futuro ecossistema da mobilidade elétrica

Por fim, um importante aspecto que tem se destacado com relação as tecnologias de infraestrutura de recarga de VE é a sua integração com os RED (ALKAWSI et al., 2021; WU et al., 2022). Devido a tendência de rápido aumento da demanda de energia em decorrência do acréscimo da penetração dos VE, muitos centros de pesquisa e empresas fornecedoras têm investido no desenvolvimento de projetos para buscar amenizar os possíveis impactos nas redes. As fontes de energia renováveis, como a eólica e a solar, são algumas das soluções mais eficazes encontradas para amenizar os efeitos negativos enfrentados pelas redes elétricas locais (KHALID et al., 2019; WU et al., 2022; ANGELIM; AFFONSO, 2020). Arelado a essa tendência, outro equipamento que têm sido implementado para reduzir a demanda de energia da rede são os sistemas de armazenamento de energia, através da implementação de bancos de baterias estacionários. Esses bancos são capazes de auxiliar a infraestrutura de carregamento durante os intervalos de carga máxima do sistema e, portanto, contribuem para amenização da carga solicitada da rede (WU et al., 2022).

Assim, espera-se que, num futuro próximo, essas tendências se concretizem em novas oportunidades para o desenvolvimento de novos modelos de negócio e tecnologias de estações de carregamento, totalmente integradas no ecossistema dos RED. Esse cenário fica ainda mais animador quando são considerados os recentes avanços das tecnologias relacionadas com as redes elétricas inteligentes, que possibilitam um alto nível de comunicação entre as partes e, com isso, oportunizam a prestação de serviços à rede elétrica local. Desse modo, é possível visualizar um futuro ecossistema das ER que garante não somente conforto e comodidade ao cliente, mas também fornece benefícios tanto para os donos dessas futuras ER inteligentes, como para os operadores dos sistemas elétricos, tal qual ilustrado na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Futuro ecossistema das estações de carregamento



Fonte: Autor.

2.3 O IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NOS SISTEMAS DE ENERGIA

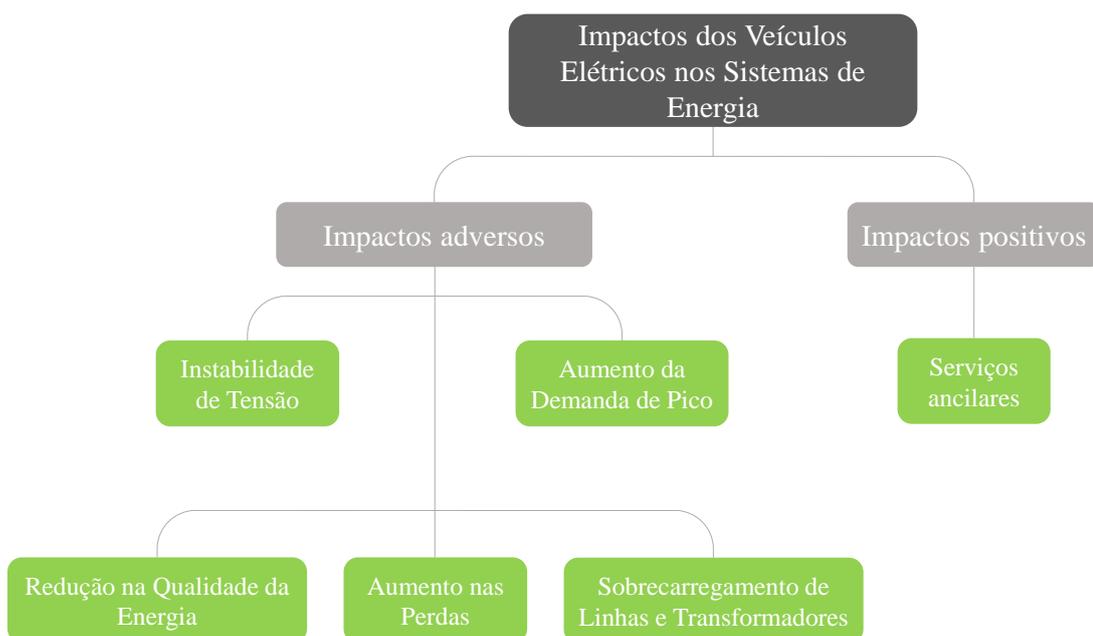
O cenário atual da mobilidade elétrica indica uma forte tendência de aumento da penetração dos VE em nossa sociedade nos próximos anos. Espera-se que este movimento desencadeie diversos impactos na maneira como nossa sociedade se comporta, principalmente nas esferas econômicas, ambientais e energéticas. Dessa forma, torna-se necessário que estudos sejam realizados para identificar e quantificar esses impactos, buscando, através disso, meios para mitigar possíveis efeitos negativos e intensificar os benefícios relacionados com a operação dos VE.

Do ponto de vista do operador do sistema elétrico, a crescente implementação dos

VE representa um acréscimo na demanda de energia por parte dos consumidores. Esse aumento de carga pode desencadear inúmeros efeitos adversos nas redes de distribuição (HUSAIN et al., 2021), a exemplo de desequilíbrios de tensão e redução da qualidade de energia. Esses impactos podem variar bastante com base em diferentes parâmetros relacionados aos VE, tais como os níveis de penetração, padrões de carregamento, padrões de condução dos veículos, distâncias percorridas, estratégias tarifárias, entre outros.

Destaca-se, no entanto, que os VE também podem provocar efeitos positivos notáveis em uma rede de distribuição. Esses efeitos se configuram principalmente na forma de serviços ancilares prestados aos sistemas de energia, tais como regulação de frequência, deslocamento de carga e gerenciamento dos níveis de tensão (ARIAS et al., 2019). Assim sendo, esta seção é dedicada a fornecer um detalhamento dos principais impactos advindos da operação dos VE nas redes de distribuição, assim como um estado da arte a respeito dos estudos recentes relacionados com esses tópicos. Os impactos dos VE são sumarizados na Figura 2.7.

Figura 2.7 – Impactos dos veículos elétricos nos sistemas de energia



Fonte: Adaptado de Shareef, Islam e Mohamed (2016).

2.3.1 Impactos adversos

2.3.1.1 Instabilidade de tensão

A estabilidade de tensão é um aspecto essencial para que a segurança de operação dos SD seja garantida. Caso não seja evitada, a instabilidade de tensão pode causar quedas de energia desastrosas, afetando grandes regiões e um número volumoso de consumidores (SAYED et al., 2022). Um dos fatores que possui importante influência sobre a instabilidade de tensão está relacionado com as características da carga do sistema. Quanto mais equilibrada e balanceada for a carga de um sistema, menores serão as chances da ocorrência de instabilidades de tensão ao longo da rede.

No entanto, é evidente que as características de carga de um VE se diferenciam profundamente das cargas tradicionais. Particularmente, nota-se que as cargas de um VE são não lineares por natureza, pois consomem uma grande quantidade de energia em um período curto de tempo. Esta característica configura um grande risco para a operação das redes elétricas, pois muitos sistemas de energia atualmente trabalham à beira da instabilidade (KHALID et al., 2019). Essa vulnerabilidade é tanta que já existem estudos que analisam a possibilidade da utilização de frotas de veículos elétricos como meios para realização de ataques as redes de distribuição, podendo causar uma desestabilização completa do sistema (SAYED et al., 2022). Dessa forma, torna-se evidente a importância de se investigar os impactos na estabilidade do sistema antes de integrar novas cargas de VE à rede.

Alguns autores já propuseram estudos para avaliar o impacto do carregamento dos veículos elétricos na estabilidade de tensão dos sistemas. No trabalho de Dharmakeerthi, Mithulanathan e Saha (2014), foi proposto um modelo de veículo elétrico em *MATLAB Simulink*. Este modelo foi introduzido em uma simulação do sistema teste IEEE 43 barras, e a estabilidade de tensão da rede foi analisada frente a diferentes cenários de penetração e localização das ER. Com o estudo realizado, os autores concluíram que o carregamento dos VE tem grande potencial para causar instabilidade de tensão na rede elétrica.

Em um trabalho semelhante, os autores Deb et al. (2018) apresentaram diferentes cenários de posicionamento de ER no sistema de IEEE 33 barras, incluindo estações de carregamento rápido. Os resultados apontaram que o sistema em estudo consegue comportar a colocação de estações de carregamento rápido nas barras mais resilientes do sistema até um certo grau. Porém, o posicionamento dessas estações em barramentos frágeis pode comprometer a estabilidade de tensão da rede.

2.3.1.2 Aumento da demanda de pico

Diversos estudos já demonstraram os efeitos do carregamento dos veículos elétricos sobre a demanda de pico do sistema. Segundo alguns autores, o carregamento descoordenado com alta penetração de VE é capaz de introduzir um aumento da demanda de energia tão grande que pode até ultrapassar a capacidade de geração disponível na rede (SHAFIEE; FOTUHI-FIRUZABAD; RASTEGAR, 2013a). Isso representa um aumento de custos significativo para as distribuidoras, pois faz com que sejam necessários novos investimentos em geração e infraestrutura de transmissão para atender essas cargas de pico mais altas.

Em Neto e Piotrowski (2019), os autores desenvolveram uma metodologia para a análise técnica da inserção de VE em um SD de energia elétrica. O estudo analisou diferentes estratégias de carregamentos e taxas de penetração de VE durante um período de dez anos, e concluiu que a implementação do carregamento direto, em que o motorista recarrega seu VE assim que finaliza sua primeira viagem, pode ser prejudicial ao sistema. Resultados similares foram observados nos estudos de Dubey e Santoso (2015), que demonstraram que a implementação de uma tarifa de tempo de uso para controlar o carregamento dos veículos pode efetivamente mitigar os efeitos negativos no sistema.

2.3.1.3 Redução na qualidade de energia

A qualidade do serviço de fornecimento de energia é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através do módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). O documento estabelece os limites de operação considerando aspectos como desequilíbrio de tensão, variação de tensão, harmônicas no sistema, frequência e tempos de interrupção. Assim, são atribuições das distribuidoras garantir a qualidade da energia em todo o SD e intervir, quando necessário, para garantir a integridade e confiabilidade do serviço prestado. Conforme já demonstrado em diversos estudos, o carregamento de veículos elétricos pode provocar problemas na qualidade de energia da rede, representando, dessa forma, uma importante preocupação para as distribuidoras de energia.

Os principais impactos à qualidade de energia relacionados com o carregamento de VE são causados por desbalanços de tensão e introdução de harmônicas no sistema. Khalid et al. (2019) explica que as harmônicas injetadas na rede pelo VE dependem diretamente dos equipamentos de eletrônica de potência que constituem o VE e a estação de recarga. Assim sendo, a distorção harmônica na rede cresce proporcionalmente com o aumento da penetração dos VE. No trabalho de Husain et al. (2021), comentários são realizados acerca de um estudo que enfatiza que uma penetração de 15% de VE na rede já tem o potencial de causar a violação dos limites de operação. Khalid et al. (2019) explica

também que existe uma forte relação entre a distorção harmônica na corrente da rede e a redução da expectativa de vida de transformadores, o que aumenta ainda mais os impactos no sistema.

O desbalanço de tensão ocorre na rede quando as diferenças entre as magnitudes ou as fases das tensões em um sistema trifásico não são iguais. Este fenômeno aparece nos sistemas quando são conectadas cargas desbalanceadas, tais como as cargas representadas pelo VE. Husain et al. (2021) comenta, em seu trabalho, a respeito de alguns estudos que indicam que esses impactos são maiores quando o carregamento dos VE é realizado nos pontos mais distantes do alimentador, e que os limites de operação da rede podem ser violados quando são atingidos níveis de penetração de VE de 50%.

2.3.1.4 Aumento das perdas

A difusão massiva de VE no SD pode afetar o regime de operação da rede e contribuir para o aumento das perdas de energia. Segundo o estudo realizado em Neto e Piotrowski (2019), o aumento das perdas no SD está diretamente relacionado com o aumento da penetração dos VE no sistema. Essa relação, no entanto, não acontece de maneira linear. As perdas tendem a aumentar drasticamente após uma taxa elevada de penetração dos VE ser atingida, em virtude dos limites de operação da rede com relação ao seu dimensionamento e as cargas a ele conectadas.

Outros autores também exploraram os efeitos do carregamento dos VE sobre as perdas no sistema. Em Deb et al. (2018), um estudo de impacto foi proposto para investigar os efeitos do carregamento dos VE em diferentes barras da rede. Uma estratégia foi desenvolvida para estimar a distribuição ótima de ER no sistema, baseada em índices técnicos. Os resultados ressaltaram que a conexão de ER nas barras mais fracas da rede tem maior efeitos sobre o aumento das perdas na rede, e que, portanto, deve ser evitada.

No trabalho de Angelim e Affonso (2020), diferentes cenários foram estipulados para analisar o efeito da conexão de painéis fotovoltaicos em prédios comerciais dotados de ER de VE. Neste estudo, o MMC foi aplicado para reproduzir as incertezas do sistema modelo, e as simulações foram realizadas usando o *software* OpenDSS. Os resultados do estudo demonstraram que a introdução de geração fotovoltaica tem potencial para reduzir significativamente o aumento das perdas introduzido pelos VE.

2.3.1.5 Sobrecarga de linhas e transformadores

É notável que a penetração massiva de VE provoca uma pressão maior sobre as linhas e os transformadores de distribuição. De fato, diversos estudos já demonstraram que a eletrificação veicular tem potencial para contribuir para o desgaste e envelhecimento

precoce dos equipamentos das redes (DUBEY; SANTOSO, 2015). Dessa forma, este impacto se configura como uma das principais preocupações das distribuidoras com relação ao crescente uso dos VE na mobilidade urbana, pois representa a necessidade de novos investimentos em um breve futuro para manter a integridade da rede.

Em Palomino e Parvania (2020), foi proposto um método de avaliação de risco para quantificar a probabilidade de condições de sobrecarga do transformador e do condutor secundário, considerando diferentes situações de níveis de penetração de ER e de painéis fotovoltaicos no sistema. Os autores verificaram que os efeitos do carregamento dos VE sobre o envelhecimento de transformadores foram piores nos cenários em que apenas a penetração dos VE foi considerada. No pior dos casos, o carregamento dos VE na rede acarretou em uma redução de 55,9% da expectativa de vida dos transformadores de distribuição.

No já citado estudo realizado por Angelim e Affonso (2020), averiguou-se que a inserção dos VE no sistema resulta no aumento da carga sobre os transformadores, além do aumento nas perdas de energia. Contudo, foi demonstrado que a integração de geração fotovoltaica com as ER pode mitigar os efeitos de sobrecarga nos transformadores da rede. Uma proposta diferente foi feita em Dubey e Santoso (2015) para amenizar os impactos sobre os equipamentos da rede. Nesse trabalho, os autores propuseram uma estratégia de carregamento controlado, visando atender tanto as necessidades das distribuidoras como a dos consumidores. O método proposto se demonstrou eficaz para amenizar os impactos do carregamento dos VE.

2.3.2 Meios para mitigação dos efeitos negativos

Na literatura, vários métodos são propostos para mitigar os impactos do carregamento de VE na rede de distribuição. As principais táticas em estudo atualmente se baseiam na aplicação de diferentes estratégias de carregamento (DEB et al., 2020), localização ótima de ER (DEB et al., 2018), aplicação de tarifas baseadas em tempo de uso (DUBEY; SANTOSO, 2015), e integração com as fontes renováveis de energia e demais recursos energéticos distribuídos (WU et al., 2022). Todas essas estratégias contemplam vantagens, desvantagens e desafios para serem implementadas e, por isso, é importante que sejam estudadas frente a diferentes cenários e aplicações, visando encontrar as melhores soluções para os impactos no sistema.

Em seu trabalho, Wu et al. (2022) propõe um sistema de controle hierárquico para as ER, visando garantir a regulação da qualidade de energia ao mesmo tempo que reduz os impactos na rede elétrica e diminui os custos gerais de operação. De acordo com os autores, um sistema de controle típico para ER é dividido em três estágios. O primeiro estágio configura as malhas de controle, responsáveis por garantir a estabilidade e o balanço dos sinais elétricos fornecidos durante o carregamento. O segundo estágio é referido como o

sistema de gerenciamento de energia da estação de recarga. Ele é responsável por estabelecer as operações econômicas em condições de carregamento com carga variável, através de um mercado dinâmico de preços de eletricidade. Por fim, o último estágio seria responsável por coordenar as múltiplas ER do sistema para assegurar a gestão do fluxo de potência na rede.

Em Neto e Piotrowski (2019), são definidas três estratégias de carregamento para avaliar os impactos na rede elétrica: carregamento direto, carregamento vale e carregamento controlado. Os autores realizaram simulações através do MMC para mensurar o impacto no sistema em diferentes cenários de penetração dos VE e compararam os impactos causados por cada uma das estratégias de carregamento definidas. O estudo concluiu que o carregamento controlado é o menos prejudicial ao sistema, pois faz com que as recargas sejam feitas de forma mais distribuída ao longo do tempo. Uma proposta de carregamento controlado similar é feita em Deb et al. (2020), que ainda considerou a possibilidade de injeção de energia na rede através dos VE, método denominado de *Vehicle to Grid* (V2G).

De acordo com Dubey e Santoso (2015), as estratégias de controle para mitigação dos impactos podem ser classificadas em duas principais categorias: controle indireto e controle direto do carregamento de VE. Na primeira proposta, as distribuidoras de energia implementam uma tarifa especial de tempo de uso para estimular o carregamento do VE em horários fora do pico de demanda. Através desse método, é possível mitigar a sobrecarga e o sobreaquecimento de transformadores nos horários de ponta do sistema, reduzindo significativamente os impactos na rede. Na segunda proposta de controle, o carregamento dos VE é regulado por meio de algoritmos inteligentes, programados para garantir benefícios tanto para a distribuidora quanto para os consumidores.

2.3.3 Serviços ancilares prestados por VE nos SD

Em anos recentes, o conceito de serviços ancilares prestados aos SD tem se configurado como um novo paradigma nos sistemas de energia. Com a acensão das redes elétricas inteligentes e o aumento da disseminação dos RED, cada vez mais, novos desafios surgem para o planejamento e operação do sistema elétrico. Dessa forma, é esperado que, em um futuro breve, as redes de distribuição assumirão novas responsabilidades e disporão de novas tecnologias e recursos para suprir as necessidades dos consumidores.

Em seu trabalho, Arias et al. (2019) enfatiza que esses serviços potencialmente podem ser prestados através da implementação das baterias dos VE. Mesmo que os veículos elétricos representem cargas adicionais ao sistema, eles proporcionam também novas possibilidades de gestão do fluxo de potência da rede. Devido à característica gerenciável de suas cargas, os VE podem ser implementados para fornecer suporte à rede através de diferentes serviços locais, por meio da tecnologia V2G (HUSAIN et al., 2021). Tal estratégia representaria um ganho tanto para as distribuidoras de energia, na forma de

mitigação de problemas enfrentados pela rede elétrica, quanto para para os donos dos veículos, na forma de uma renda alternativa através dos serviços prestados.

Em Arias et al. (2019), os autores realizaram uma extensa pesquisa para identificar e classificar os principais serviços que os VE podem prestar para os SD. Ter uma definição clara das características desses serviços é importante para que, cada vez mais, esse tópico seja discutido e estudado, possibilitando o desenvolvimento de novas soluções para integração dos VE nos sistemas de energia. A Tabela 2.5 apresenta um resumo das diferentes classificações de serviços prestados por VE que os autores identificaram na literatura.

Tabela 2.5 – Classificação dos serviços prestados por VE ao SD

Categoria	Serviço
Suporte de potência ativa	Gerenciamento de energia
	Minimização das perdas
	Nivelamento de carga
	Redução de demanda de pico
	Controle de tensão
Suporte de potência reativa	Compensação reativa
	Controle de tensão
Suporte para integração de renováveis	VE com geração fotovoltaica
	VE com geração eólica

Fonte: Adaptado de Arias et al. (2019).

2.4 MÉTODOS PARA IDENTIFICAÇÃO E QUANTIFICAÇÃO DOS IMPACTOS DOS VE

A análise de fluxo de potência (AFP) é um processo extremamente importante no contexto de estudos de impacto nos sistemas elétricos de potência (SEP), pois ela fornece informações a respeito da performance da rede e de suas condições de operação em regime permanente. A AFP permite que seja feita a avaliação de um SEP através de uma estimativa das correntes de linha e tensão nas barras, assim como potência injetada e consumida. Tradicionalmente, a AFP é modelada através de abordagens determinísticas, nas quais consideram-se diferentes cenários pre-estabelecidos para a realização do estudo (RAMADHANI et al., 2020). Dessa forma, abordagens determinísticas desconsideram as incertezas relacionadas com as variáveis de entrada do sistema, tais como variações de carga e de geração.

No entanto, com o advento da escalada de penetração dos VE e dos RED na rede elétrica, as incertezas relacionadas com a operação dos SEP estão cada vez mais presentes no cotidiano do mercado de energia. O carregamento dos VE acrescenta uma grande série de incertezas no SD, principalment,e em decorrência diferentes parâmetros

relacionados com sua operação, tais como os padrões de carregamento, número de VE no sistema, tempo de carregamento, capacidade e condição das baterias, entre outros (WU et al., 2022). Assim sendo, uma análise de impacto dos VE no sistema necessita de uma modelagem de estudo baseada em uma abordagem estocástica, ou seja, que considera os efeitos das incertezas relacionadas com as variáveis de entrada.

O fluxo de potência probabilístico (FPB) é uma das abordagens mais citadas na literatura para realização de estudos de impactos com VE (CABALLERO-PEÑA et al., 2022). Ele permite a análise de aspectos de operação em regime permanente da rede elétrica que estejam associados à incertezas relacionadas com flutuações randômicas das variáveis de entrada. Sumariamente, esta abordagem pode ser separada em três principais etapas: Modelagem das incertezas, solução do FPB e análise dos resultados finais (RAMADHANI et al., 2020). As variáveis de entrada consideradas nessa abordagem são modeladas através do uso de funções de distribuição de probabilidade, para que assim seja possível representar eficientemente suas incertezas associadas.

Caballero-Peña et al. (2022) explica que existem três diferentes métodos para implementação do FPB: numérico, aproximado ou analítico. Dentre essas opções, a abordagem numérica representada pela implementação do MMC é a mais comumente implementada em estudos de impacto dos VE na literatura (RAMADHANI et al., 2020). A próxima sessão explica em detalhes como funciona a utilização deste método.

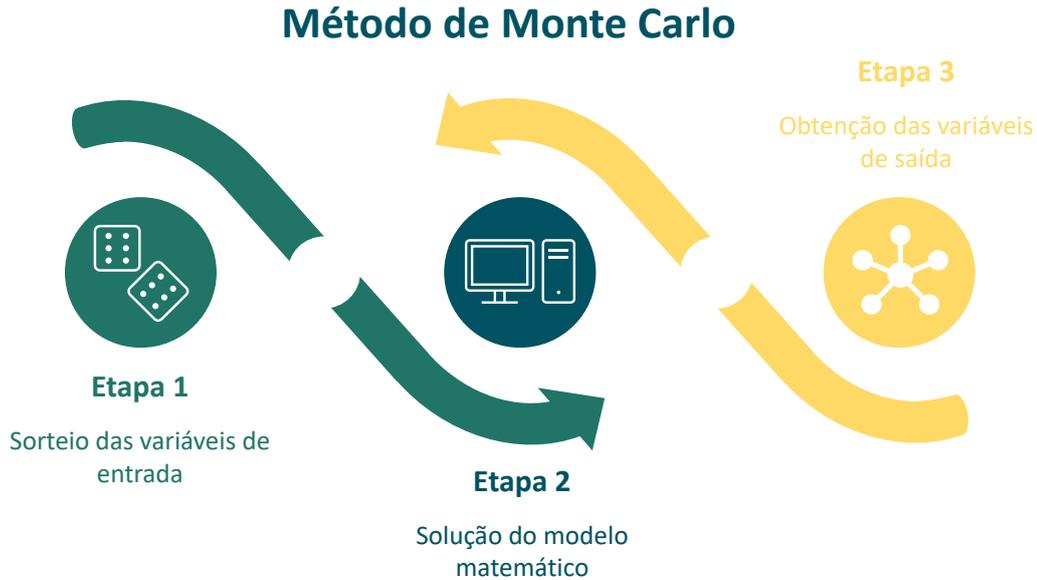
2.4.1 Método de Monte Carlo

O MMC é uma ferramenta matemática que pode ser implementada em diversas aplicações da ciência e engenharia (DIMOV, 2008). Algoritmos baseados neste método são capazes de avaliar de forma numérica um modelo matemático que permite estimar o comportamento de um sistema que envolve variáveis estocásticas. O MMC elimina a necessidade de desenvolver as equações diferenciais que descrevem o comportamento de sistemas complexos. Ao invés disso, o MMC exige que o sistema seja modelado através de funções de distribuição de probabilidade. Quando essas funções são conhecidas, o método pode ser utilizado para realizar um processo iterativo de amostragens aleatórias e cálculo da solução do modelo matemático até que o resultado desejado seja adquirido (KROESE; TAIMRE; BOTEV, 2011).

A ideia básica do MMC pode ser separada em três principais etapas, sumarizadas na Figura 2.8. O passo inicial consiste em gerar uma série de amostras experimentais usando uma sequência numérica aleatória de uma distribuição conhecida e, então, realizar iterações para resolver o modelo matemático com base em cada uma dessas amostras. Cada simulação realizada produz uma estatística para cada parâmetro do processo que está sendo avaliado. Os resultados de cada iteração são coletados, e através deles são calculadas as variáveis de saída com base na implementação de técnicas estatísticas

(CABALLERO-PEÑA et al., 2022). Esse procedimento é repetido até que um critério de convergência seja atingido e, portanto, trata-se de um método que necessita de grande capacidade computacional. Ressalta-se que o MMC sempre produz uma aproximação do resultado real, porém o nível desta aproximação pode ser controlada para que apresente uma baixa probabilidade de erro (DIMOV, 2008).

Figura 2.8 – Etapas do MMC



Fonte: Autor.

Nesse contexto, estimativas como o valor esperado $E(x)$ e a variância $V(x)$ se configuram como parâmetros muito valiosos e são frequentemente utilizados para avaliar a confiabilidade da aplicação do MMC (MITCHELL, 2017). Para facilitar o cálculo destes parâmetros, tradicionalmente adota-se uma simplificação baseada no teorema do limite central (KROESE; TAIMRE; BOTEV, 2011). De acordo com o teorema, a média da amostra pode ser usada como uma estimativa imparcial do valor esperado quando o número de iterações do processo é grande o suficiente. Assim sendo, o valor esperado e a variância podem ser determinados através das equações 2.1 e 2.2.

$$E(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (2.1)$$

$$V(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N ((x_i - E(x))^2) \quad (2.2)$$

Onde N representa o número de iterações e x_i é a variável indicadora do processo. Dessa maneira, o desvio padrão da estimativa pode ser calculado por:

$$\sigma = \sqrt{\frac{V(x)}{N}} \quad (2.3)$$

Através deste equacionamento, conclui-se que o desvio padrão pode ser reduzido por meio de duas medidas diferentes: o número de iterações e a variância. É importante salientar, no entanto, que a variância da estimativa não pode ser reduzida para zero, e, portanto, o MMC requer um número razoavelmente grande de iterações. Além disso, as simulações do MMC criam um processo de convergência flutuante, e não há como garantir que o erro associado diminua com o aumento do número de amostras. De acordo com Mitchell (2017), o nível de precisão da simulação de Monte Carlo pode ser medido usando o coeficiente de variação (α), que é definido como o desvio padrão dividido pelo valor esperado da estimativa:

$$\alpha = \frac{\sigma}{E(x)} \cdot 100\% \quad (2.4)$$

O coeficiente de variação e o número máximo de iterações são utilizados frequentemente como critérios de convergência nas simulações. Segundo Kroese, Taimre e Botev (2011), valores típicos, em torno de de 5%, geralmente são utilizados como critério de convergência nas simulações que são observadas pelo coeficiente de variação.

2.4.2 Aplicação do MMC em estudos com VE

Existem diferentes abordagens para incluir os efeitos da incerteza relacionada com a operação dos VE no desempenho do SEP. Sumariamente, a principal diferença entre essas abordagens está na forma como a incerteza é representada (RAMADHANI et al., 2020). Como explicado anteriormente, o MMC utiliza funções de distribuição de probabilidade para modelar as entradas do sistema. Assim sendo, quando essas funções são conhecidas, basta fazer a aplicação de sua fórmula para realizar a amostragem aleatória dos dados. No entanto, diferentes processos podem ser representados por funções de distribuição distintas.

As incertezas relacionadas com o carregamento dos VE tem origem, por exemplo, nos diferentes padrões de comportamento dos motoristas, nos parâmetros operacionais do VE e na infraestrutura de carregamento. Essas características influenciam profundamente os aspectos de utilização de cada veículo, tais como a distância percorrida num dia, horários de chegada, quantidade de bateria gasta, duração do carregamento, entre outros (CABALLERO-PEÑA et al., 2022). Para representar adequadamente as incertezas relacionadas com cada um desses processos, a modelagem das funções de distribuição de probabilidade devem ser realizadas com múltiplas distribuições marginais. Isso permite que os modelos de simulação apresentem resultados mais assertivos e condizentes com o que acontece na realidade.

No trabalho realizado por Ramadhani et al. (2020), são apresentadas as distribuições típicas utilizadas em estudos de impacto de VE para descrever as incertezas associ-

adas com os principais processos que representam as variáveis de entrada nos modelos de simulação desenvolvidos.

Tabela 2.6 – Visão geral das distribuições de probabilidade implementadas em estudos de impacto de VE

VE isolado	Distribuição de Probabilidade
Quilometragem	Lognormal Normal Valor geral esperado Empírica
Capacidade de bateria	Normal
Tempo de viagem	Lognormal
Condição de operação do PHEV	Normal
Estação de recarga	Distribuição de Probabilidade
Tempo de serviço	Exponencial
Tempo entre chegadas	Exponencial
Padrão de chegadas do cliente	Poisson Normal Redes de Markov
Demanda geral	Weibull Reyleigh Normal
Carregamento Residencial	Distribuição de Probabilidade
Padrão de carregamento	Poisson Bernouli Normal Redes de Markov
Tempo de saída	Weibull Empírica
Tempo de chegada	Valor geral esperado Empírica
Tempo de serviço	Exponencial
Número de consumidores por casa	Discreta
Demanda geral	Valor geral Normal

Fonte: (RAMADHANI et al., 2020).

3 METODOLOGIA

Neste capítulo será apresentada a descrição da metodologia adotada para a realização do estudo de impactos dos VE nos SD. Serão realizadas explicações a respeito da abordagem implementada, o algoritmo desenvolvido e a sua implementação nos softwares utilizados.

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

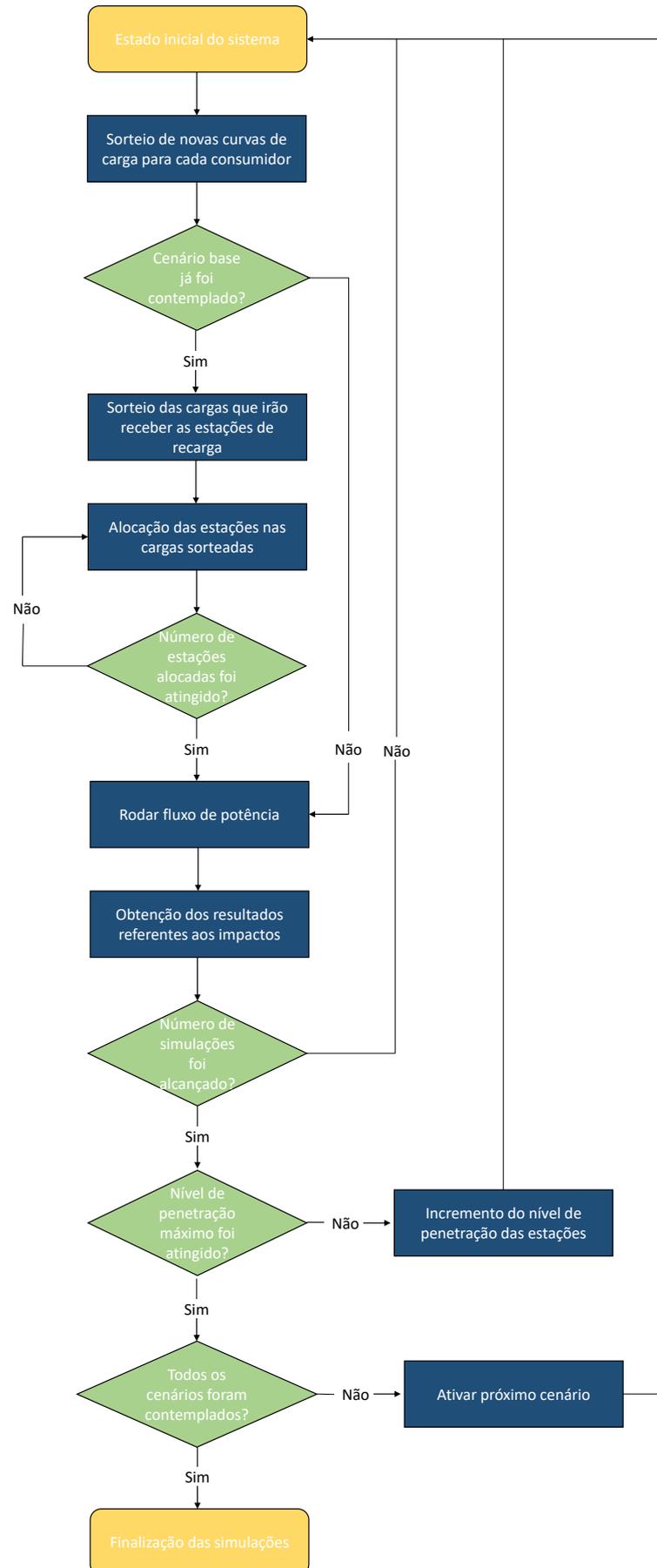
O método utilizado neste trabalho baseia-se na sistemática do MMC, desenvolvido e aplicado por meio de ferramentas computacionais. Como já explicado anteriormente, esse método se caracteriza pela repetição das simulações e dos sorteios das variáveis de entrada, com o objetivo de gerar diversos cenários para análise. Neste trabalho, os fatores que foram sujeitos à aleatoriedade foram os perfis de carga dos consumidores e as barras onde são alocadas as ER dos VE. A implementação da metodologia é realizada através da linguagem de programação *python* e do software de simulação OpenDSS. Caso seja do interesse do leitor entender melhor como funciona a comunicação e controle do OpenDSS através do *python*, recomenda-se a leitura do apêndice da dissertação desenvolvida por Freitas (2019).

As principais métricas implementadas neste estudo para avaliação dos diferentes cenários estão relacionadas com as perdas técnicas, os níveis de tensão e o carregamento da rede. O enfoque principal dessa análise consiste em avaliar como o aumento do nível de penetração das ER afeta esses três fatores. Para obter os resultados necessários, é implementado o método do fluxo de potência temporal, através do qual é possível resolver o circuito para um determinado espaço de tempo. O período de tempo escolhido neste trabalho para a realização das análises foi de um dia útil, ou seja, 24 horas. Por fim, os impactos são mensurados e ilustrados através de ferramentas gráficas para promover um aprofundamento da análise e discussão dos resultados.

3.2 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

Inicialmente, é necessário definir o critério de convergência das simulações, conforme descrito no Capítulo 2. Tipicamente, nas aplicações do MMC em estudos dos SD, opta-se pelo critério de máximo número de iterações, como realizado nos estudos de Neto e Piotrowski (2019) e Angelim e Affonso (2020). Neste estudo, optou-se por um número máximo de 300 simulações por cenário, tendo em vista o limite da capacidade computacional e de processamento disponível.

Figura 3.1 – Metodologia proposta



Na sequência, são determinados e caracterizados os cenários a serem avaliados no estudo. Neste quesito, destaca-se a versatilidade de aplicação da metodologia, pois ela tem a capacidade de contemplar tantos cenários quantos forem requisitados. O cenário inicial é sempre estabelecido como o cenário base, em que a rede é analisada sem a alocação das estações de carregamento no sistema. Os cenários subsequentes são determinados de acordo com a necessidade do estudo a ser desenvolvido, sendo que cada um desses cenários pode contemplar a inserção de diferentes modelos de estações de carregamento sob diferentes configurações. Além disso, cada um desses cenários subsequentes pode contemplar também diferentes níveis de penetração das ER no sistema. A partir da definição do critério de convergência e dos cenários a serem estudados, parte-se para a sequência de passos indicados no fluxograma da Figura 3.1.

Com o sistema em seu estado inicial, primeiramente é realizado o sorteio das variações de curvas de cargas para todos os consumidores do SD. Cada carga, no OpenDSS, é caracterizada por uma curva de carga típica, que busca espelhar o comportamento da carga durante um período específico. Assim sendo, com o objetivo de considerar as características estocásticas do perfil de carga dos consumidores, aqui considerado como dado de entrada no modelo de simulação, implementa-se uma função em *python* para sortear curvas variantes das curvas originais tipificadas no sistema. Sumariamente, o procedimento baseia-se em uma estrutura de repetição que seleciona sequencialmente as cargas do sistema e promove o sorteio, através da geração de uma variável aleatória, para estabelecer qual das curvas variantes será associada à carga selecionada. Este procedimento para geração das curvas de carga variantes é explicado na Seção 3.2.2.

Em seguida, verifica-se se as simulações do cenário base do estudo já foram finalizadas. Enquanto o critério de máximo número de iterações não tiver sido atingido, é realizada a solução do fluxo de potência deste cenário e são coletados os dados para avaliação e comparação com os cenários posteriores. Ressalta-se que, para o cenário base, o nível de penetração máximo considerado é de 0%. Desse modo, assim que o número máximo de iterações deste cenário for atingido, o próximo cenário é ativado de imediato.

Nos cenários subsequentes, o processo de sorteio das variações das curvas continua o mesmo, porém agora também é realizada a alocação das ER conforme estipulado pelos níveis de penetração definidos. Para cada nível de penetração, o cenário é simulado e os resultados dos impactos são obtidos até atingir o número máximo de iterações estabelecidas. No momento em que as simulações atingem o número máximo de iterações, o fator de penetração é incrementado e repete-se o processo até que o fator chegue ao valor máximo estipulado para o cenário corrente. Quando todos os cenários tiverem sido contemplados, as simulações são finalizadas e parte-se para a análise dos resultados, conforme será explicado posteriormente.

3.2.1 Sorteio do ponto de acoplamento das ER

Para a modelagem das incertezas relacionadas com o ponto de alocação das ER, tomou-se como referência o número total de unidades consumidoras da rede, tal como feito no estudo de Neto e Piotrowski (2019). Assim sendo, neste trabalho um nível de 100% de penetração significa alocar tantas estações quanto o número de unidades consumidoras presentes no alimentador. Para realização do sorteio, assumiu-se a premissa de que modelos de estações monofásicas seriam somente sorteados entre as barras de baixa tensão do sistema, e de que os modelos de estações trifásicas seriam somente sorteados entre as barras trifásicas de média tensão. Tendo em vista tais apontamentos, optou-se pela implementação de uma distribuição aleatória para definir o ponto de acoplamento das ER dos VE pelo MMC.

Conforme a metodologia adotada, os sorteios são realizados de acordo com os níveis de penetração que são estabelecidos pelos cenários. Dessa forma, o sorteio das barras de acoplamento das ER é realizado dentro de uma estrutura dupla de repetição, que percorre os níveis de penetração de cada cenário até o momento em que todos os cenários estabelecidos tenham sido contemplados. O sorteio seleciona a barra de alocação através de vetores preestabelecidos que contém o nome de todas as barras que são suscetíveis a receberem o acoplamento de uma ER, sendo que esses vetores são definidos de acordo com o modelo de estação que está sendo inserido no sistema. Esse processo utiliza funções elaboradas com a biblioteca *random* do *python*, que é capaz de sortear aleatoriamente um elemento dentro de um vetor. Por fim, uma vez que a barra da ER é selecionada, as estações são acopladas no sistema por meio de funções personalizadas para cada modelo de estação, que são explicadas no Capítulo 4 deste trabalho.

3.2.2 Geração das variações dos perfis de carga

Para modelar as incertezas relacionadas com os perfis de carga dos consumidores da rede, foi utilizada a distribuição normal para criar curvas de cargas variantes das curvas tipificadas no sistema. O uso da distribuição normal é justificado pelo seu amplo uso em outros estudos para definir padrões de demanda (RAMADHANI et al., 2020). No OpenDSS, usualmente, as curvas de carga são estabelecidas através de dois vetores, um para definir os passos de tempo e outro para designar os multiplicadores da potência ativa base da carga. Para cada um desses multiplicadores de potência, é criada uma nova distribuição normal, onde considera-se o valor do próprio multiplicador como o sendo o valor médio, e aplica-se um desvio padrão de 0,5. Para a criação das funções de distribuição utilizou-se a Equação 3.1, em que σ representa o desvio padrão e μ a média.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (3.1)$$

A partir disso, sorteia-se um valor da distribuição construída. Na sequência, o valor encontrado é salvo dentro do vetor da curva de carga variante como o novo multiplicador base. Após fazer isso para todos os multiplicadores da curva de carga original, o processo é repetido para que sejam geradas tantas curvas variantes quantas forem desejadas. Neste trabalho, optou-se por um número de 30 curvas de carga variantes. Esse procedimento é realizado para todas as curvas de carga tipificadas no sistema.

3.2.3 Obtenção do índice de perdas elétricas

Para realização da análise das perdas no alimentador, utiliza-se o índice de perdas elétricas (IPE), tal como enunciado pela Equação 3.2. Assim sendo, ao final de cada simulação, as perdas técnicas são adquiridas através dos relatórios de potência gerados pelo OpenDSS, e o IPE é calculado fazendo a porcentagem das perdas ativas em relação ao consumo de todas as cargas no período analisado.

$$IPE = \frac{\textit{perdas}}{\textit{consumo}} \cdot 100\% \quad (3.2)$$

3.2.4 Obtenção dos níveis de tensão

De maneira similar, em cada uma das simulações são observadas as tensões máximas e mínimas verificadas no alimentador durante o período simulado. Os valores da Tensão de Leitura (TL) devem respeitar as faixas nominais de operação em regime permanente estabelecidas pelas normas vigentes. Tais limites são estabelecidos conforme apresenta a Tabela 3.1, advinda do Módulo 8 dos PRODIST.

Tabela 3.1 – Limites de operação do PRODIST

Classificação da Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (p.u.)
Adequada	$0,92 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$0,87 \leq TL < 0,92$ ou $1,05 < TL \leq 1,06$
Crítica	$TL < 0,87$ ou $TL > 1,06$

Fonte: (PRODIST, 2021).

3.2.5 Obtenção do perfil de carregamento

Para realização da análise de carregamento do alimentador, a cada simulação são verificadas a quantidade de transformadores de distribuição que operam acima de sua capacidade nominal. Ao final das simulações de cada nível de penetração, é calculado o valor médio do número de transformadores que ficaram sujeitos ao sobrecarregamento. Além disso, é calculado o valor médio do carregamento desses transformadores em relação à sua carga nominal estabelecida.

3.3 IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA EM PYTHON

O OpenDSS compreende, em adição a sua versão original, duas outras versões que podem ser comandadas através de programas externos. Mediante isso, torna-se possível o desenvolvimento de soluções personalizadas para as necessidades de cada aplicação. A primeira delas baseia-se na interface *Component Object Model* da *Microsoft* (MS), e a segunda é controlada por meio da interface *Dynamic Link Library* (DLL). Ambas essas interfaces podem ser controladas por meio de programas como o *python*, *Matlab* e até mesmo através da linguagem *Visual Basic for Applications* (VBA) do *MS Office*. Neste trabalho, optou-se pela implementação da biblioteca *py-dss-interface* em *python*, pacote de código aberto que fornece acesso à interface DLL do OpenDSS.

Para a implementação da metodologia, foram desenvolvidos três roteiros de código distintos. O objetivo disso foi organizar e otimizar o desenvolvimento do algoritmo, além de facilitar a visualização e o entendimento por outros usuários. O primeiro deles foi utilizado para o desenvolvimento das funções que constituem cada passo da metodologia, tais como o sorteio das barras de alocação das ER e das variações das curvas de carga dos consumidores. O segundo serviu para instituir as funções de plotagem dos gráficos, implementadas por meio de *templates* disponibilizados pela biblioteca *plotly*. Por fim, o último *script* foi responsável por unificar as funções criadas em uma sequência de passos que reproduzem integralmente a metodologia descrita. O algoritmo desenvolvido foi disponibilizado em um repositório público no *Github*, na página pessoal do autor (EISENKRAEMER, 2022).

Para a realização da coleta dos dados e posterior análise, foi criada uma nova classe em *python*, denominada de *Network* (do inglês, rede), cujos objetos foram instanciados conforme os resultados que se deseja coletar ao final de cada simulação, ilustrada na Figura 3.2. Assim sendo, foram definidos os objetos referentes às perdas, tensões máximas e mínimas, número de transformadores em sobrecarga, média de carregamento dos transformadores, e ainda dois outros objetos para a identificação do cenário e do nível de penetração. Dessa forma, ao final de cada simulação, uma nova variável da classe *Network* é salva dentro de um vetor, contendo todos os resultados desejados referentes

aos impactos dos VE no alimentador. Posteriormente, esse vetor é acessado para que sejam plotados os gráficos conforme necessário.

Figura 3.2 – Código para criação da Classe utilizada para coleta dos dados

```
class Rede(object):
    def __init__(self, losses, vmax, vmin, overload_transformers, overload_mean, cenario, penetration_level):
        self.losses = losses
        self.vmax = vmax
        self.vmin = vmin
        self.overload_transformers = overload_transformers
        self.overload_mean = overload_mean
        self.cenario = cenario
        self.penetration_level = penetration_level
```

Fonte: Autor.

Com objetivo de melhor representar a variação dos resultados finais, optou-se por utilizar modelos de gráficos na forma de diagramas de caixa ou, em inglês, *boxplot*. Os *boxplots* são ferramentas gráficas implementadas para ilustrar a distribuição de valores de uma determinada amostragem, fornecendo, dessa forma, um mecanismo para o desenvolvimento de uma avaliação do caráter dos dados coletados. As medidas estatísticas contempladas pelo gráfico, identificadas através das linhas do retângulo, representam os valores máximos, mínimos, o primeiro e terceiro quartil e a mediana. A interpretação desse gráfico revela informações a respeito da dispersão e simetria dos resultados, e, portanto, o *boxplot* se configura como uma ferramenta muito importante para realização de comparações entre diferentes amostragens. Neste trabalho, optou-se por não plotar graficamente os resultados do cenário base do sistema e do número de transformadores em sobrecarga em cada nível de penetração, em razão de esses resultados apresentarem uma baixa variabilidade. Assim sendo, para garantir um melhor entendimento dos dados, esses resultados foram ilustrados por meio de tabelas.

Por fim, cabe pontuar que optou-se pela realização das simulações no modo de compilação anual do OpenDSS. Tal escolha se justifica pela liberação da geração de relatórios simplificados de resultados ao final de cada simulação, denominados de *Demand Interval (DI) Reports*. Foram através destes relatórios que os resultados de cada simulação da rede foram obtidos. Isso permitiu que o processamento computacional para a coleta desses dados fosse bastante reduzido, melhorando, dessa forma, a performance do algoritmo. Destaca-se, no entanto, que a utilização do modo de compilação anual não impede que as simulações sejam feitas durante um período de 24 horas, conforme foi mencionado durante a descrição da metodologia. O único ponto ao qual o usuário deve ficar atento, nesse contexto, é que as curvas de carga dos consumidores e das ER também precisam ser definidas como curvas anuais, pois, caso contrário, o OpenDSS não identificará corretamente o perfil de carga destes elementos no decorrer das simulações.

4 DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO

Neste capítulo será abordada a descrição e a modelagem das ER desenvolvidas para o estudo de impactos dos VE nos SD. Além disso, serão realizadas explicações a respeito dos cenários considerados e do SD implementado nas simulações.

4.1 MODELAGEM DAS ER

Neste estudo, tomou-se como referência para a elaboração dos modelos de ER em *software* os dados apresentados na Tabela 2.4. Além disso, foi utilizado como referência a estação de recarga localizada dentro do campus da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), a qual é integrada com painéis fotovoltaicos e um banco de baterias. Em *python*, foram criadas as funções que definem cada um dos modelos desenvolvidos. Essas funções recebem como parâmetro o nome da respectiva estação, a barra que foi sorteada pelo MMC e seu nível base de tensão. Assim, a alocação das estações pode ser realizada conforme é determinado pelos cenários considerados.

Antes de detalhar as parametrizações realizadas para cada tipo de estação de recarga modelado, é necessário explicar algumas considerações e simplificações que foram tomadas para a implementação dos modelos em OpenDSS. Em primeiro lugar, ao invés de parametrizar separadamente todos os equipamentos elétricos que constituem a estrutura das estações, tais como os inversores e os bancos de bateria, optou-se por representar as estações como cargas de potência constante. Dessa forma, a dinâmica da carga é inserida através da variação de sua curva de carga, que representa a atuação do conjunto de equipamentos que contemplam a estrutura das estações. Essa simplificação, descrita e implementada em trabalhos como o de Caballero-Peña et al. (2022) e Neto e Piotrowski (2019), permite que os modelos das estações sejam mais facilmente representados, além de diminuir o esforço computacional no decorrer das simulações.

Em segundo lugar, optou-se por parametrizar as curvas de carga das estações como curvas planas na potência nominal desses equipamentos. Conforme explicado no trabalho de Stiasny et al. (2021), as características do perfil de carregamento dos VE no SD demonstram um baixo fator de sensibilidade para com os impactos no sistema, sendo muito mais significativa a frequência de carregamento dos VE e, portanto, o fator de coincidência de carregamento entre as estações. Assim, a implementação de curvas planas, apesar de configurar um método simples de modelagem, permite que seja possível analisar em todos os períodos o pior dos casos que pode acontecer no SD, ou seja, todas as estações em operação ao mesmo tempo. Através disso, torna-se possível obter uma estimativa do valor máximo seguro de ER que podem ser instaladas no sistema. Caso seja do interesse do leitor entender cada um dos parâmetros implementados em OpenDSS para a modelagem

das ER, recomenda-se a leitura do manual de usuário disponível no site do programa (EPRI, 2020).

4.1.1 Estação de recarga monofásica convencional

Trata-se de um carregador *wallbox* monofásico residencial, com tensão nominal de 127 V e potência de 7,4 kW. Para fazer a conexão com o sistema, foi inserida também uma chave no ponto de acoplamento da carga. As linhas de comando a seguir enaltecem a função desenvolvida em *python* para a alocação desse modelo de estação de recarga.

Figura 4.1 – Código para alocação das estações monofásicas no SD

```
def create_monophasic_station(name, bus, kv):
    dss.text("New line.mono_{} phases=1 bus1={} bus2=mono_sec_{} switch=yes".format(name, bus, bus))

    dss.text("makebuslist")
    dss.text("setkVBase bus=mono_sec_{} kVLL={}".format(bus, kv))

    dss.text("New Load.station_mono_{} bus1=mono_sec_{} phases=1 conn=wye model=1 kv=0.127 kw=7.4 pf=0.98"
            " yearly=Flat_Curve".format(name, bus))
```

Fonte: Autor.

4.1.2 Estação de recarga trifásica convencional

Trata-se de um carregador trifásico comercial, com tensão nominal de 380 V e potência de 22,0 kW. Para fazer a conexão com o sistema, além da chave no ponto de acoplamento da carga, foi inserido também um transformador de 30 kVA, que normalmente é instalado em conjunto com estações desse tipo. As linhas de comando a seguir enaltecem a função desenvolvida em *python* para a alocação desse modelo de estação de recarga.

Figura 4.2 – Código para alocação das estações trifásicas no SD

```

def create_triphasic_station(name, bus, kv):
    phase_kv = kv * np.sqrt(3)

    dss.text("New line.tri_{} phases=3 bus1={} bus2=tri_sec_{} switch=yes".format(name, bus, bus))
    dss.text("New transformer.tri_{} phases=3 windings=2 buses=(tri_sec_{}, tri_ter_{}) conns=(wye, wye) "
            "kVs={},0.38) xhl=3.78 %R=1.82 kVAs=(30.0, 30.0)".format(name, bus, bus, phase_kv))

    dss.text("makebuslist")
    dss.text("setkVBase bus=tri_sec_{} kVLL={}".format(bus, phase_kv))
    dss.text("setkVBase bus=tri_ter_{} kVLL=0.38".format(bus))

    dss.text("New Load.station_tri_{} bus1=tri_ter_{} phases=3 conn=wye model=1 kv=0.38 kw=22.0 pf=0.98"
            " yearly=Flat_Curve".format(name, bus))

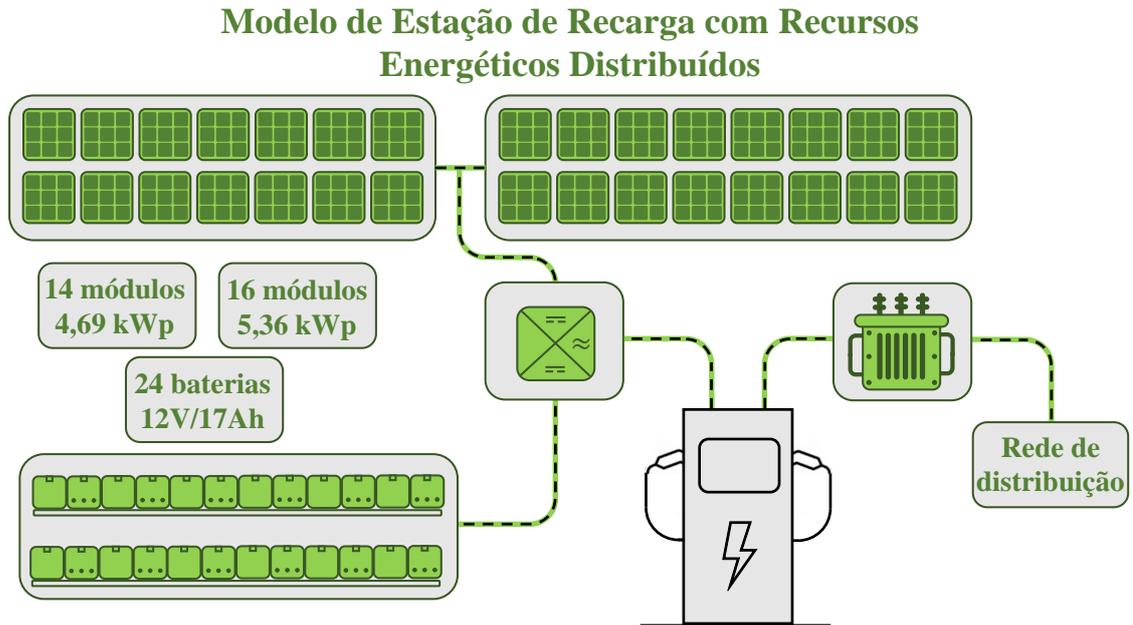
```

Fonte: Autor.

4.1.3 Estação de recarga integrada com recursos energéticos distribuídos

Este modelo de estação novamente foi baseado nas características do modelo de carregador trifásico. Contudo, foram inseridos também dados dos painéis fotovoltaicos e bancos de bateria do projeto da estação de recarga localizado dentro do campus da UFSM. Esta estação conta com um total de 30 painéis fotovoltaicos de $335 W_p$, contemplando duas unidades série de 14 e 16 módulos em paralelo, além de 24 unidades de baterias de 17 Ah. Dessa forma, ao total, essa estação contempla uma capacidade de geração de $10 kW_p$ e um armazenamento de 408 Ah. A figura 4.3 ilustra graficamente a estrutura da estação de recarga modelada. Para realizar a implementação do modelo em OpenDSS, foram adicionados ao modelo de estação trifásica comandos para integrar um conjunto de painéis fotovoltaicos, denominados no programa de (*PVSystem*). O perfil de geração do sistema foi determinado através de curvas de eficiência do inversor, do fator de correção da temperatura, radiação solar e temperatura diária. Essas curvas utilizaram valores típicos definidos no manual (EPRI, 2011).

Figura 4.3 – Modelo de Estação de Recarga com Recursos Energéticos Distribuídos



Fonte: Autor.

Em contrapartida, a operação do banco de baterias foi implementada através da variação da curva de carga da estação. Para tanto, foram utilizados dados de catálogo da fabricante do modelo de bateria utilizado na estação de recarga da UFSM. Trata-se de uma bateria com tensão nominal de 12 V e uma corrente máxima de carregamento de 5,1 A. Dessa forma, o tempo necessário para carregar completamente o banco seria de três horas e 20 minutos, com uma taxa de 1,4688 kWh de energia por hora. O valor da taxa de carregamento foi normalizado de acordo com a potência nominal da estação de recarga, e incorporado ao seu perfil de carga. Com isso, considerou-se que o carregamento do banco é realizado das 11h às 14h, e seu descarregamento das 18h às 21h, para contemplar o horário de ponta da rede. A figura 4.4 ilustra as linhas de comando implementadas para criação do modelo da estação de recarga integrada com os recursos energéticos distribuídos.

Figura 4.4 – Código para alocação das estações integradas com geração fotovoltaica e banco de baterias no SD

```
def create_renewable_station(name, bus, kv):
    phase_kv = kv * np.sqrt(3)

    dss.text("New line.PV_{} phases=3 bus1={} bus2=Pv_sec_{} switch=yes".format(name, bus, bus))
    dss.text("New transformer.renewable_{} phases=3 windings=2 buses=(Pv_sec_{}, Pv_ter_{}) conns=(wye, wye) "
            "kVs={},{},0.38 xhl=5.67 %R=0.4726 kVAs=(30.0, 30.0)".format(name, bus, bus, phase_kv))

    dss.text("makebuslist")
    dss.text("setkVBase bus=Pv_sec_{} kVLL={}".format(bus, phase_kv))
    dss.text("setkVBase bus=Pv_ter_{} kVLL=0.38".format(bus))

    dss.text("New PVSystem.PV_{} phases=3 conn=wye bus1=Pv_ter_{} kv=0.38 kVA=30 Pmpp=10 pf=1 %cutin=0.00005 "
            "%cutout=0.00005 effcurve=Myeff P-TCurve=Mypvst yearly=Myirrad"
            " TDaily=Mytemp".format(name, bus))
    dss.text("New Load.PV_{} bus1=Pv_ter_{} phases=3 conn=wye model=1 kv=0.38 kw=22.0 pf=0.98"
            " yearly=Station_Bank".format(name, bus))
```

Fonte: Autor.

4.2 CENÁRIOS APLICADOS NO ESTUDO

Para a implementação da metodologia foram considerados cinco cenários distintos, os quais são detalhados nos itens dispostos a seguir:

- **Cenário 1:** Trata-se do cenário base, onde não é realizada a alocação das ER no sistema.
- **Cenário 2:** Este cenário considera apenas a alocação das ER monofásicas, as quais são sorteadas entre as barras de baixa tensão do sistema. Os fatores de penetração considerados são de 20%, 40%, 60%, 80% e 100%.
- **Cenário 3:** Este cenário considera apenas a alocação das ER trifásicas convencionais, as quais são sorteadas entre as barras trifásicas de média tensão do sistema. Os fatores de penetração considerados são de 5%, 10%, 15%, 20% e 25%.
- **Cenário 4:** Este cenário considera apenas a alocação das ER trifásicas integradas com os RED, as quais são sorteadas entre as barras trifásicas de média tensão do sistema. Os fatores de penetração considerados são de 5%, 10%, 15%, 20% e 25%.
- **Cenário 5:** Este cenário contempla uma assimilação dos cenários anteriores, em que os fatores de penetração são repartidos entre as estações. Considera-se que 85% das estações alocadas são monofásicas, 10% são trifásicas convencionais e o restante, 5%, são trifásicas integradas com os RED. Os fatores de penetração considerados são de 20%, 40%, 60%, 80% e 100%.

4.3 DESCRIÇÃO DA REDE EM ESTUDO

A rede de energia elétrica implementada nos estudos trata-se de um alimentador da cidade de Barretos, no estado de São Paulo. As curvas de cargas tipificadas no sistema representam um dia útil do mês de janeiro. Este alimentador apresenta tensão primária de 13,8 kV, frequência de operação em 60 Hz, é composto por 3669 barras e atende um número total de 847 consumidores.

5 RESULTADOS E ANÁLISES

Nesta seção são apresentados e discutidos os resultados referentes aos impactos dos VE em cada um dos cenários estudados. As conclusões desses estudos são apresentadas na Sessão 6.

5.1 CENÁRIO BASE

Para servir de referência para os cenários posteriores, o cenário base foi simulado sem a alocação de nenhum dos modelos de estação de recarga descritos anteriormente. Dessa forma, a variabilidade dos resultados deste cenário ocorre somente em função do sorteio das curvas de carga variantes no início de cada simulação. Os resultados médios de cada métrica coletada são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Resultados obtidos no Cenário Base

Métrica	Valor Obtido
Média do IPE	4.84%
Média da tensão máxima	1.035 p.u.
Média da tensão mínima	0.964 p.u.
Média de transformadores sobrecarregados	2
Média de carregamento dos transformadores sobrecarregados	132%

Fonte: Autor.

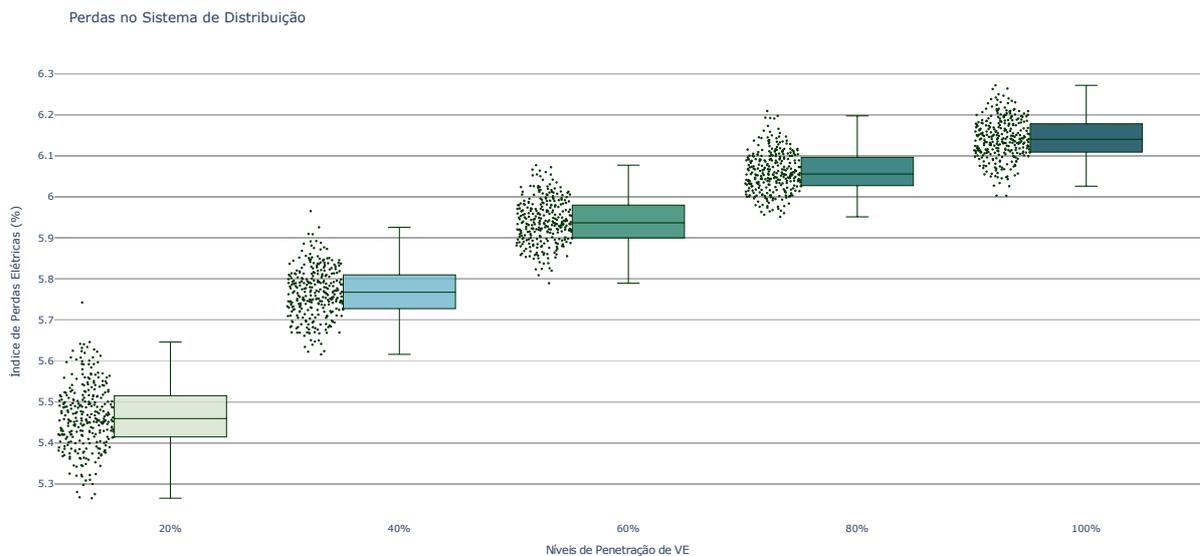
Percebe-se que o nível do IPE encontra-se abaixo da média nacional enaltecida nos relatórios do Balanço Energético Nacional (EPE, 2021). Além disso, nota-se que os níveis de tensão observados estão de acordo com os limites de operação estabelecidos pelas normas vigentes da ANEEL. Por fim, a ocorrência de duas situações de sobrecarregamento nos transformadores do alimentador indica que estes dois transformadores devem atuar continuamente em regime de sobrecarregamento e, provavelmente, devem estar instalados em regiões de um grande volume de unidades consumidoras ou atendendo cargas prioritárias do sistema.

5.2 CENÁRIO DAS ESTAÇÕES MONOFÁSICAS CONVENCIONAIS

Neste cenário considerou-se a alocação somente de ER monofásicas no sistema, constituindo o modelo de carregador *WallBox*. A Figura 5.1 ilustra os resultados referentes às perdas no sistema. Nota-se a existência de uma relação de crescimento proporcional das perdas conforme aumenta-se o nível de penetração das ER. Tal comportamento é explicado pelo substancial aumento da energia demandada do alimentador, fazendo com

que as perdas de condução e transformação da energia aumentem de acordo. Além disso, a análise dos *Boxplots* revela uma baixa dispersão dos resultados, apresentado poucos casos de *outliers* (valores atípicos), e ainda um bom nível de simetria em todos os níveis de penetração. Isso revela que, neste caso, as perdas não são sensivelmente influenciadas pelo local de alocação das estações, estando muito mais relacionadas com o número total de estações instaladas na rede.

Figura 5.1 – Perdas no SD no Cenário 2

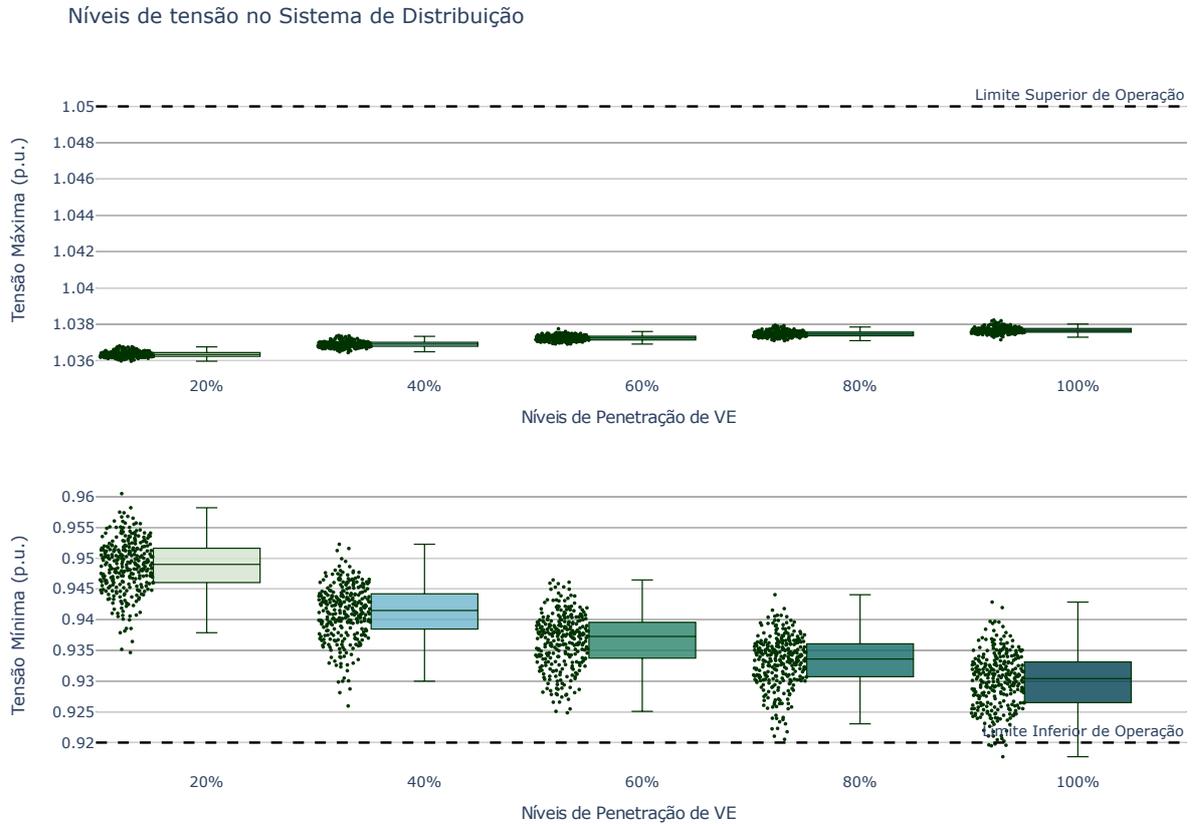


Fonte: Autor.

Na sequência, são apresentados os resultados referentes aos níveis de tensão observados na rede, por meio da Figura 5.2. Assim como no caso das perdas, percebe-se um bom nível de simetria e baixa dispersão dos resultados em todos os níveis de penetração. Apesar do nível de penetração ter chegado aos 100%, nota-se que os níveis de tensão observados violaram os limites estabelecidos em norma em pouquíssimos casos, indicando que este alimentador apresenta grande resiliência para a instalação de modelos de estações monofásicos.

Por fim, apresenta-se o número de transformadores sobrecarregados no decorrer dos níveis de penetração, indicados na Tabela 5.2. Além disso, os níveis médios de carregamento destes transformadores são ilustrados na Figura 5.3. Nota-se de imediato que a alocação destes modelos de estação afeta profundamente os níveis de carregamento dos transformadores. Mesmo em baixos níveis de penetração, a quantidade de transformadores sobrecarregados já aumentou substancialmente. Além disso, a análise dos *Boxplots* revela uma alta dispersão dos resultados de sobrecarregamento neste cenário, mas ainda com uma boa simetria. Isso indica que o carregamento dos transformadores é mais sensivelmente afetado pelo local de alocação das ER, e não tão grandemente pelo número de estações alocadas. Percebe-se também que a média de sobrecarregamento

Figura 5.2 – Níveis de tensão no SD no Cenário 2



Fonte: Autor.

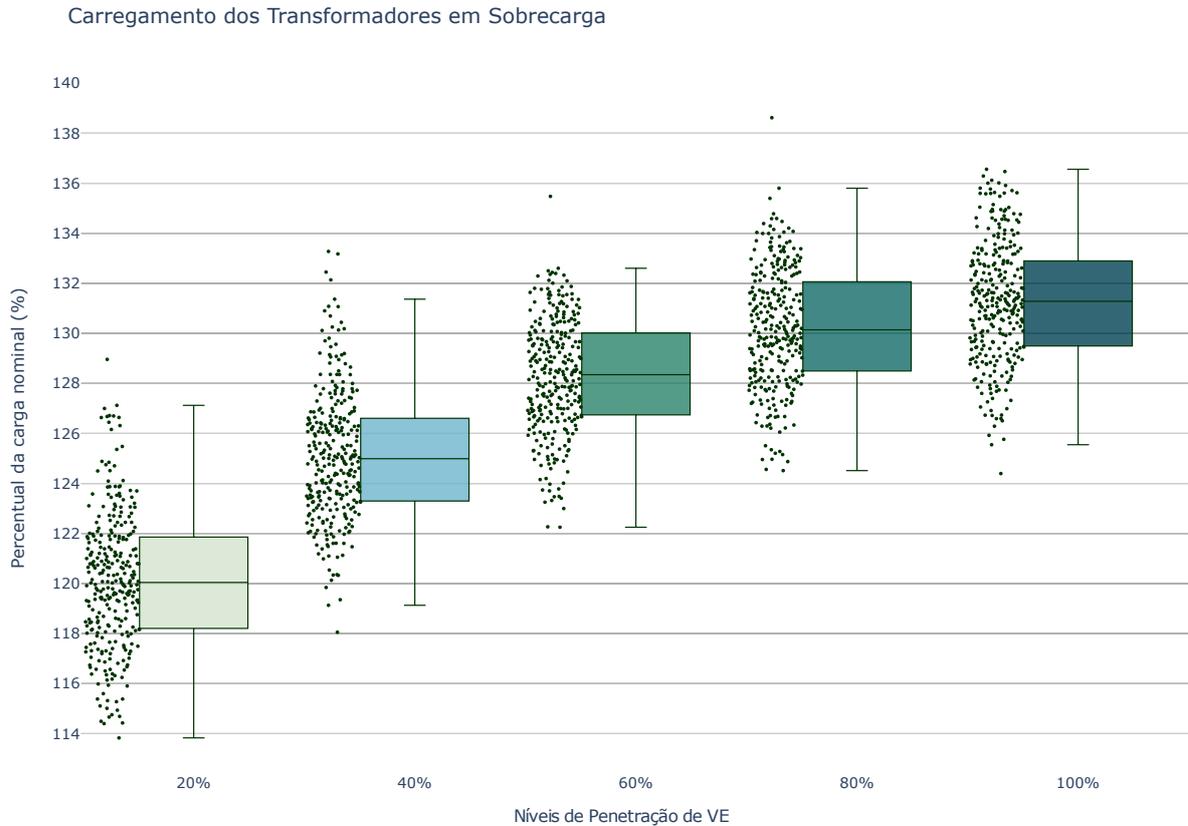
desses transformadores inicialmente é menor do que a média observada no caso base. Isso é explicado, provavelmente, em decorrência de que o nível de carregamento desses transformadores é menor inicialmente do que os dois transformadores que ficam continuamente sobrecarregados, o que traz a média para baixo. No entanto, a medida que o nível de penetração aumenta, aumenta também o carregamento desses transformadores, o que aproxima a média de seu valor original.

Tabela 5.2 – Número de transformadores sobrecarregados no cenário 2

Nível de penetração	Número de sobrecarregamentos
20%	7
40%	8
60%	8
80%	8
100%	9

Fonte: Autor.

Figura 5.3 – Carregamento do SD no Cenário 2



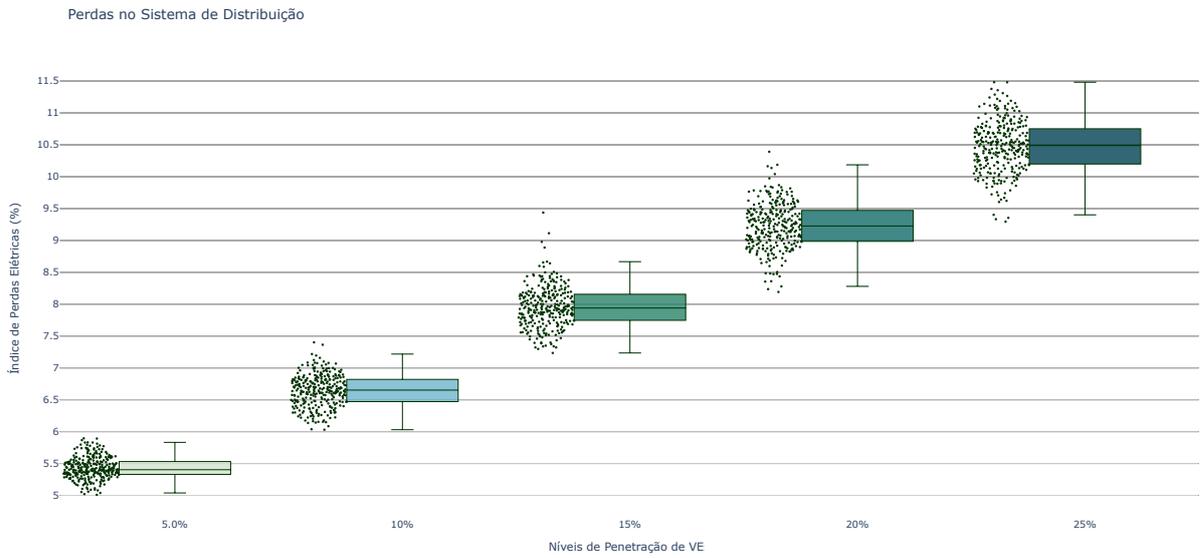
Fonte: Autor.

5.3 CENÁRIO DAS ESTAÇÕES TRIFÁSICAS CONVENCIONAIS

Na sequência dos cenários, considera-se a alocação somente de ER trifásicas convencionais no sistema, constituindo o modelo de carregador comercial. A Figura 5.4 ilustra os resultados referentes ao índice de perdas no alimentador. De imediato, nota-se um aumento considerável do IPE com relação aos cenários anteriores, mesmo considerando os níveis de penetração menores. Percebe-se também que a dispersão dos resultados tende a aumentar um pouco conforme o nível de penetração cresce, porém a simetria parece permanecer consistente. Portanto, o conjunto desses resultados sugere que a alocação de estações trifásicas tem maior impacto sobre as perdas na rede.

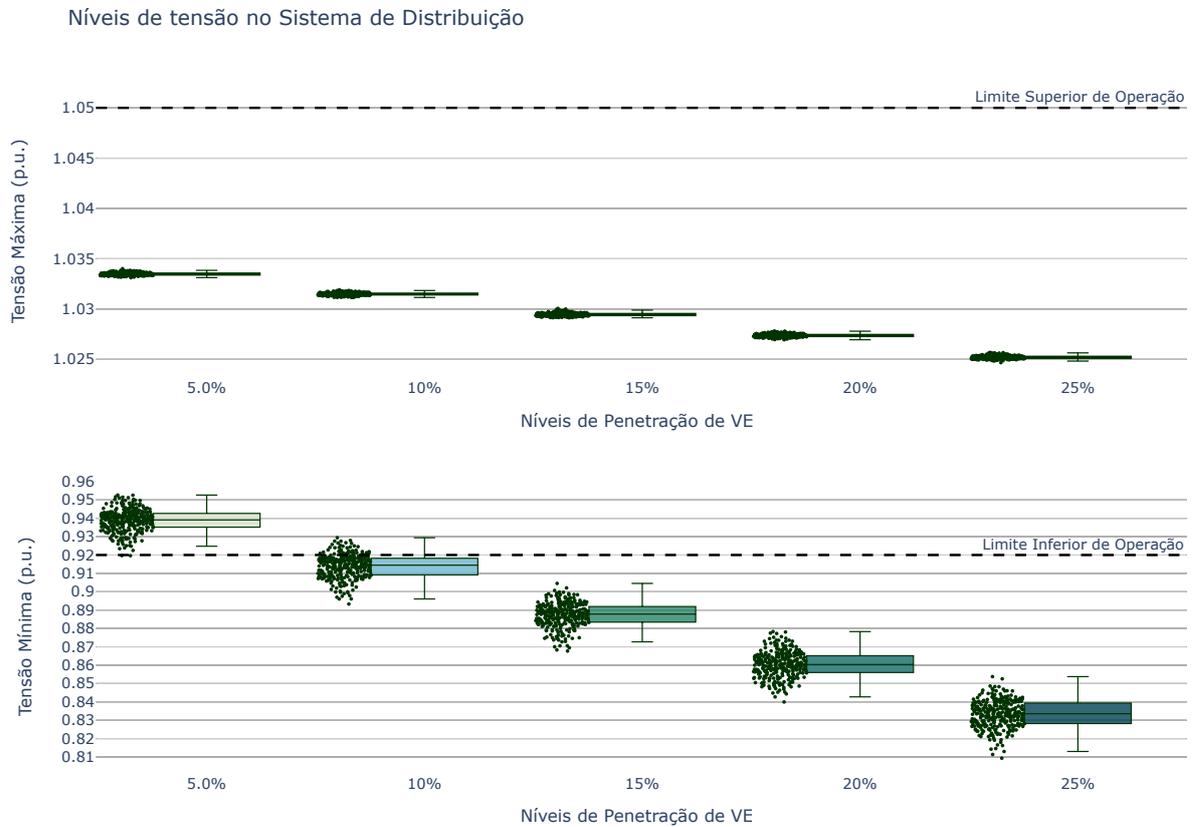
Seguindo, na Figura 5.5, são apresentados os resultados referentes aos níveis de tensão do alimentador. Neste cenário, constata-se um impacto muito substancial nos níveis de tensão mínima do alimentador, que já violam o limite mínimo de operação com 10% de nível de penetração. Além disso, com nível de penetração de 20% nota-se muitos casos de ocorrência de tensões críticas na rede, conforme descrito anteriormente pela Tabela 3.1. Assim sendo, esses resultados revelam uma alta sensibilidade do alimentador ao aumento da penetração desse modelo de estação.

Figura 5.4 – Perdas no SD no Cenário 3



Fonte: Autor.

Figura 5.5 – Níveis de tensão no SD no Cenário 3



Fonte: Autor.

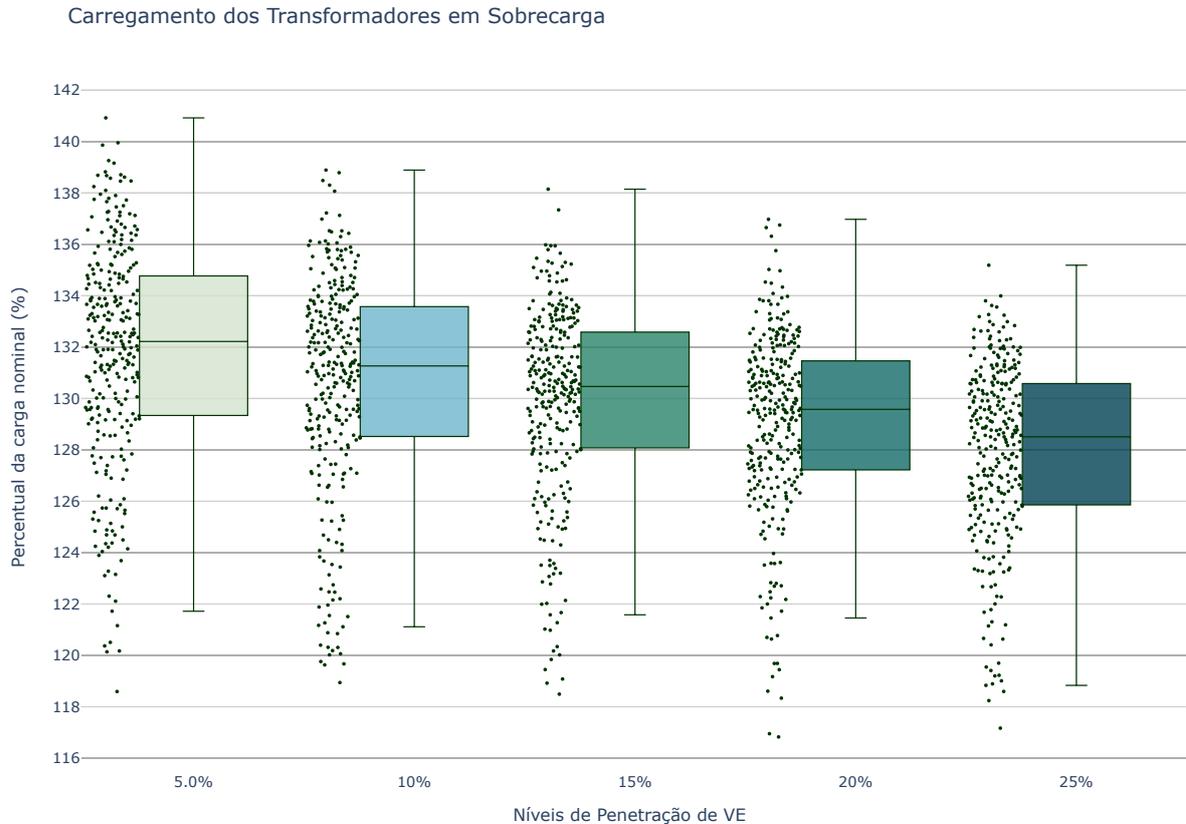
Finalmente, são apresentados o número de transformadores sobrecarregados neste cenário, indicados na Tabela 5.3, assim como a média do nível de carregamento destes equipamentos, ilustrada na Figura 5.6. Observa-se que a alocação deste modelo de estações parece não ocasionar significativos impactos no carregamento dos transformadores deste alimentador, visto que o número de transformadores sobrecarregados permaneceu o mesmo no decorrer dos níveis de penetração. Além disso, a média de carregamento desses equipamentos permanece muito próxima ao cenário base em todos os níveis. Isso pode ser explicado por dois principais motivos. Primeiramente, ressalta-se que a alocação destes modelos de estações foi somente realizada entre as barras trifásicas de média tensão, e, assim sendo, tendem a não afetar os transformadores de distribuição já instalados na rede. Em segundo plano, constata-se também que este modelo de estação de recarga foi integrado com um transformador próprio de $30kVA$, dimensionado para atender a carga demandada pela estação. Caso o nível de potência deste transformador fosse ainda maior, por exemplo $50kVA$, os índices de carregamento tenderiam a ser ainda mais reduzidos. Portanto, os resultados obtidos estão condizentes com o que era esperado. Apesar disso, a análise dos *Boxplots* revela uma alta dispersão dos resultados, indicando que o ponto de alocação tem influência sobre o carregamento dos transformadores da rede.

Tabela 5.3 – Número de transformadores sobrecarregados no cenário 3

Nível de penetração	Número de sobrecarregamentos
5%	2
10%	2
15%	2
20%	2
25%	2

Fonte: Autor.

Figura 5.6 – Carregamento do SD no Cenário 3



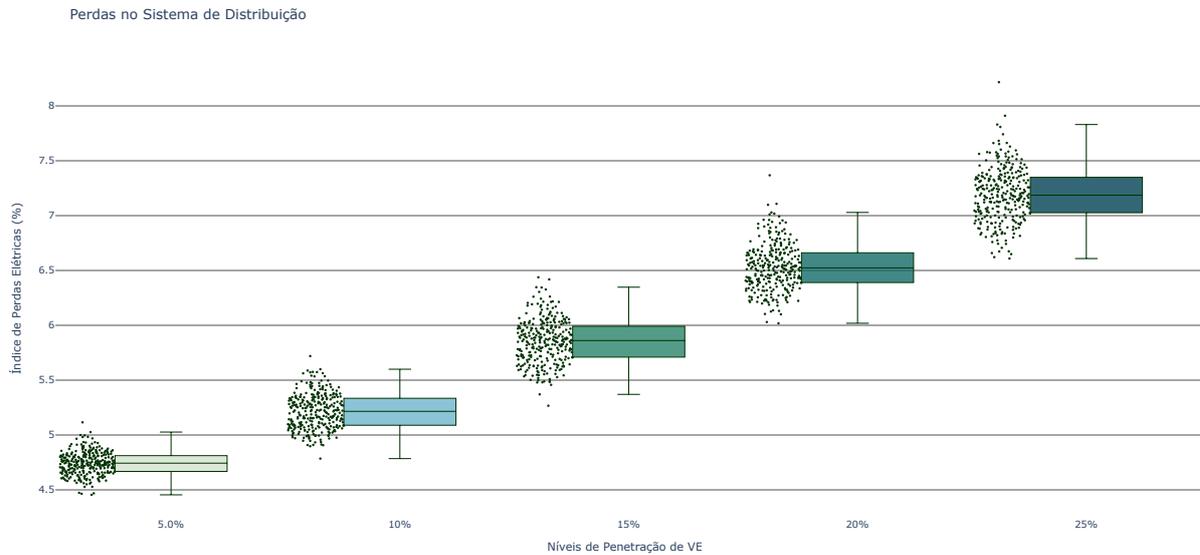
Fonte: Autor.

5.4 CENÁRIO DAS ESTAÇÕES TRIFÁSICAS INTEGRADAS COM OS RED

Neste cenário foi considerada a alocação de ER integradas com RED. Espera-se, com isso, que os resultados demonstrem uma melhor performance com relação ao cenário anterior. Analisando o IPE, através da Figura 5.7, essa hipótese é concretizada pela considerável diminuição no índice de perdas no decorrer dos níveis de penetração. Dessa forma, claramente os resultados indicam que a operação da geração fotovoltaica e do banco de baterias é capaz de reduzir os impactos relacionados com o carregamento dos VE no SD.

O mesmo enquadramento pode ser percebido através da análise dos níveis de tensão na rede, ilustrados na Figura 5.8. Nota-se, neste cenário, que o limite inferior de operação não é violado até o nível de penetração de 10%, salvo em algumas poucas simulações. Além disso, os níveis subsequentes apresentam poucos casos de tensões críticas no alimentador, o que representa novamente uma significativa melhora em relação ao caso anterior.

Figura 5.7 – Perdas no SD no Cenário 4



Fonte: Autor.

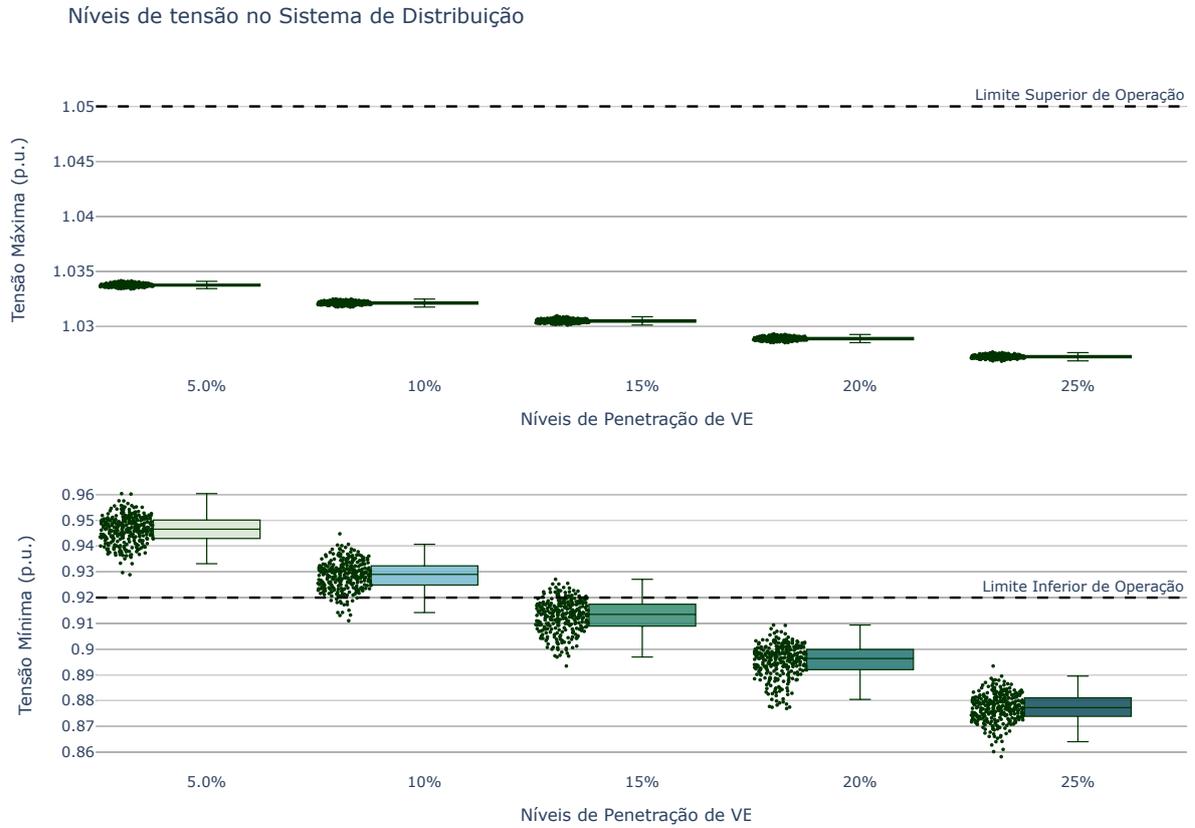
Para finalizar, são apresentados a quantidade de transformadores sobrecarregados no decorrer dos níveis de penetração, informados na Tabela 5.4, e os respectivos níveis de carregamento na Figura 5.9. Não é possível perceber uma mudança significativa nestes resultados com relação ao cenário anterior, provavelmente justificada pelos mesmos motivos elucidados anteriormente. Assim sendo, apesar de os resultados sugerirem uma série de benefícios deste modelo de estação nas perdas e nos níveis de tensão do alimentador, a estação de recarga integrada com RED parece não influenciar substancialmente o carregamento da rede.

Tabela 5.4 – Número de transformadores sobrecarregados no cenário 4

Nível de penetração	Número de sobrecarregamentos
5%	2
10%	2
15%	2
20%	2
25%	2

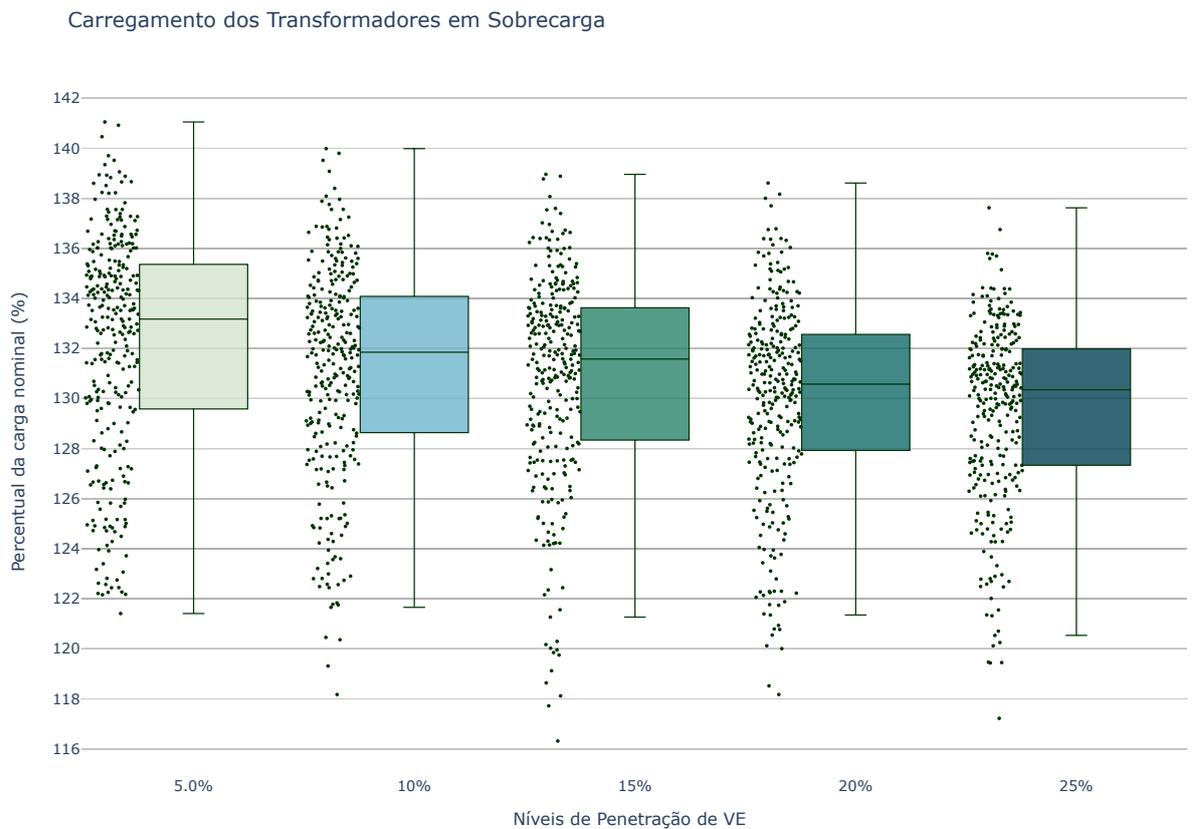
Fonte: Autor.

Figura 5.8 – Níveis de tensão no SD no Cenário 4



Fonte: Autor.

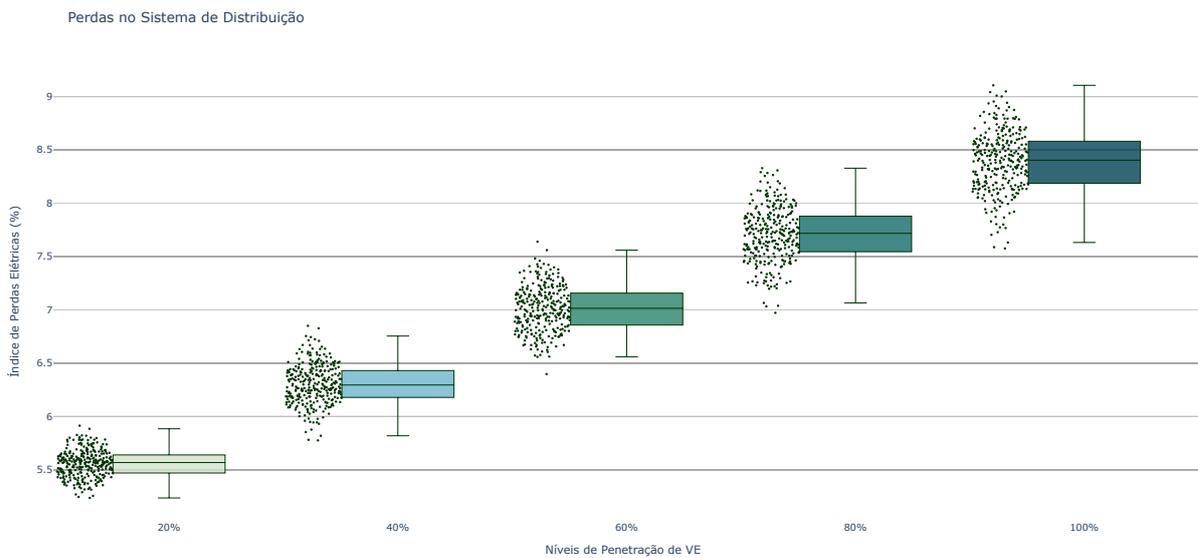
Figura 5.9 – Carregamento do SD no Cenário 4



5.5 CENÁRIO DA COMBINAÇÃO DOS MODELOS DE ESTAÇÕES

Para finalizar as análises, considera-se o cenário com uma combinação de todos os modelos de estação de recarga desenvolvidos. A Figura 5.10 ilustra os resultados referentes às perdas no sistema. Consta-se neste caso um cenário bastante semelhante ao segundo cenário estudado neste trabalho, apesar do IPE apresentar alguns pontos percentuais a mais.

Figura 5.10 – Perdas no SD no Cenário 5

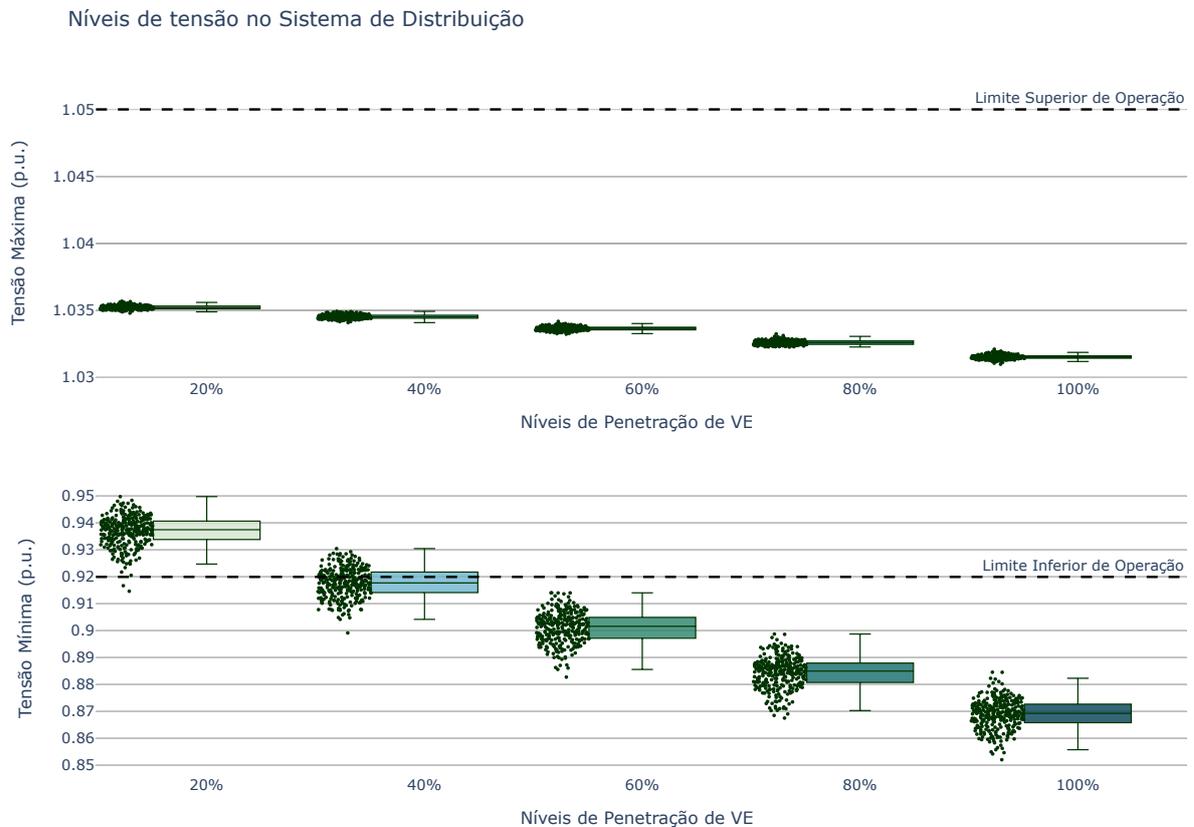


Fonte: Autor.

Na sequência, analisa-se os níveis de tensão no alimentador por meio da Figura 5.11. Neste enquadramento, nota-se que a presença das estações trifásicas afeta significativamente os níveis de tensão na rede, apesar de configurarem a minoria dos modelos alocados. Percebe-se que com 15% de penetração o limite inferior de operação já é violado na maioria dos casos. Porém, nos níveis de penetração seguintes foram observados poucos casos de tensões críticas.

Finalmente, são apresentados os resultados referentes a média de transformadores sobrecarregados em cada nível de penetração, por meio da Tabela 5.5, e os respectivos percentuais de carregamento médio na Figura 5.12. Observa-se novamente um enquadramento muito similar ao segundo cenário estudado, pois o número de transformadores sobrecarregados aumentou significativamente. A explicação para isso se baseia nos efeitos advindos da alocação das estações monofásicas na rede, os quais já foram comentados anteriormente. Nota-se também que os percentuais de carregamento inicialmente apresentam uma redução em sua média, porém aumentam conforme o número de estações alocadas cresce. Apesar disso, a média final de carregamento pareceu apresentar uma

Figura 5.11 – Níveis de tensão no SD no Cenário 5



Fonte: Autor.

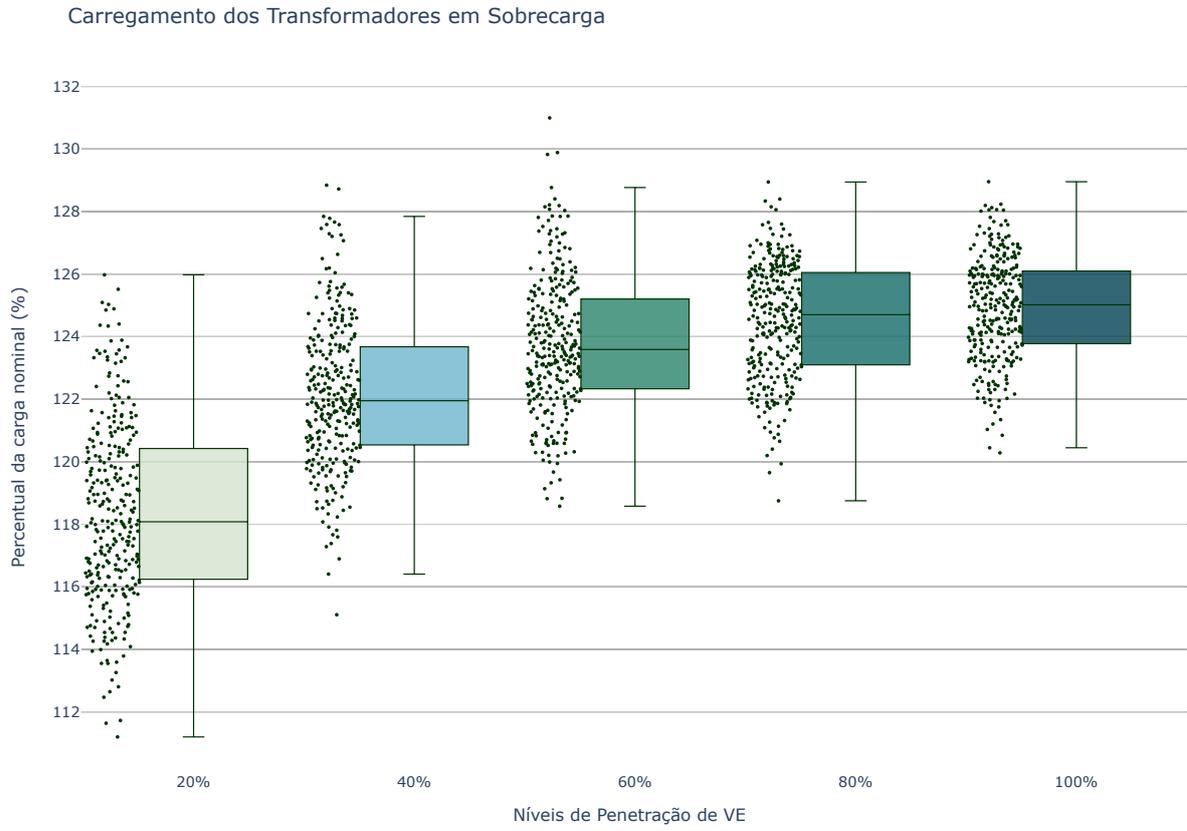
significativa melhora com relação ao segundo cenário. Isso parece indicar que os modelos de estações trifásicas tem o potencial para reduzir os percentuais dos transformadores sobrecarregados no alimentador, dependendo do perfil de alocação das estações. A explicação para este resultado provavelmente se baseia na operação dos transformadores integrados com esses modelos de estações trifásicas, que de alguma forma alteram o fluxo de potência na rede de forma a reduzir o carregamento dos demais equipamentos.

Tabela 5.5 – Número de transformadores sobrecarregados no cenário 5

Nível de penetração	Número de sobrecarregamentos
5%	7
10%	8
15%	8
20%	8
25%	8

Fonte: Autor.

Figura 5.12 – Carregamento do SD no Cenário 5



Fonte: Autor.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho realizou uma análise comparativa entre diferentes cenários dos principais impactos relacionados com o carregamento de VE nos SD. Essa avaliação foi realizada por meio da implementação da metodologia de análise desenvolvida, baseada na aplicação do MMC, contemplando, dessa forma, o principal objetivo estabelecido neste trabalho. Para atingir o objetivo proposto, foi realizada uma integração das ferramentas computacionais disponibilizadas pela linguagem de programação *python* com o *software* de código aberto OpenDSS. Durante a implementação das simulações, dois fatores foram sujeitos à aleatoriedade para aplicação do MMC, sendo eles os perfis de carga dos consumidores e as barras de alocação das ER dos VE. Além disso, as métricas utilizadas para a avaliação dos diferentes cenários foram as perdas técnicas, os níveis de tensão e o carregamento dos transformadores da rede elétrica.

Para tornar as análises mais abrangentes, foram desenvolvidos três modelos de ER em *software*, contemplando uma estação monofásica, uma estação trifásica convencional e uma estação trifásica integrada com RED. Essa modelagem foi baseada em modelos de equipamentos reais comercializados no Brasil. Através disso, os cenários foram estipulados de forma a apresentar diferentes combinações de alocação dessas estações na rede elétrica, e considerar também diferentes níveis de penetração das ER no sistema.

Os resultados obtidos sugerem uma forte relação entre o aumento da penetração das ER com o crescimento das perdas no sistema. Tal comportamento pôde ser observado em todos os cenários estudados e deve configurar uma importante preocupação dos operadores dos sistemas elétricos nos próximos anos, caso o desenvolvimento do setor da mobilidade elétrica e a difusão dos VE pelos nossos meios de mobilidade se concretizem. Além disso, com exceção do cenário que considerou apenas a alocação das estações monofásicas residenciais, os níveis de tensão na rede também pareceram ser substancialmente afetados, especialmente quando foi considerada a alocação das estações trifásicas na rede.

Com relação ao carregamento dos transformadores, notou-se a ocorrência de impactos mais severos no segundo e no quinto cenário, devido à alocação das estações monofásicas em baixa tensão. Essas situações fizeram com que um número maior de transformadores atuasse em regime de sobrecarga na rede, e, portanto, afetam o desempenho e expectativa de vida desses equipamentos.

Por fim, ressalta-se a diferença de desempenho observada entre os cenários três e quatro, que consideraram diferentes modelos das estações trifásicas. Percebeu-se a ocorrência de impactos consideravelmente menores, tanto com relação às perdas como com os níveis de tensão, quando foi considerada a alocação das estações integradas com os RED. Dessa forma, isso sugere a existência de uma forte oportunidade para o desenvolvimento de novas aplicações e modelos de negócio com esses modelos de estações,

visando uma integração mais saudável das tecnologias advindas da mobilidade elétrica com os sistemas de energia elétrica existentes.

Os resultados obtidos consolidam a importância do desenvolvimento de novas técnicas e metodologias para mensuração dos impactos relacionados com a operação dos VE nos SD. Neste contexto de contínuo desenvolvimento de novas tecnologias relacionadas com o setor da mobilidade elétrica e o aumento da disseminação dos RED, cada vez mais novos desafios irão surgir para o planejamento e operação dos SEP. Assim sendo, torna-se clara a necessidade do investimento e incentivo aos setores de inovação, além do fomento de projetos de P&D. As iniciativas que investirem agora neste segmento certamente terão destaque e importante participação neste mercado que já não se trata mais de um sonho futurístico distante, mas de uma plena realidade se desdobrando na frente de nossos olhos.

6.1 RECOMENDAÇÃO DE TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros, sugere-se que os estudos sejam expandidos através de uma modelagem mais completa das ER no sistema. Como foi explicado durante o capítulo de desenvolvimento deste trabalho, as ER foram baseadas em modelos simplificados de cargas de potência constante com curvas de carga planas. No entanto, é evidente que esse comportamento estático não reflete, de maneira integral, a realidade que se apresentará em nossos meios de mobilidade. Assim sendo, para que sejam obtidos resultados mais assertivos com a metodologia proposta, a sugestão é que a modelagem das estações seja aperfeiçoada por meio da inserção das incertezas relacionadas com sua operação, tais como diferentes padrões de carregamento dos motoristas, estados iniciais das baterias, tempo de carregamento, variações da geração solar fotovoltaica, entre outros. Por fim, sugere-se também que sejam incorporadas, nessa metodologia, diferentes tarifas de tempo de uso para estabelecer uma comparação com os impactos na rede elétrica com os demais cenários.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. **NBR IEC 61851-1 - Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos - Parte 1: Requisitos gerais**. [S.l.], 2021.

ALKAWSI, G. et al. Review of renewable energy-based charging infrastructure for electric vehicles. **Applied Sciences**, v. 11, n. 9, 2021. ISSN 2076-3417. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2076-3417/11/9/3847>>.

ANDERSON, J. A. C. **Electric and Hybrid Cars: A History**. [S.l.]: McFarland & Company, 2010. 269 p.

ANGELIM, J. H.; AFFONSO, C. de M. Probabilistic assessment of voltage quality on solar-powered electric vehicle charging station. **Electric Power Systems Research**, v. 189, p. 106655, 2020. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620304582>>.

ARIAS, N. B. et al. Distribution system services provided by electric vehicles: Recent status, challenges, and future prospects. **IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems**, v. 20, n. 12, p. 4277–4296, 2019.

BAYRAM, A. T. I. S. **Plug-in Electric Vehicle Grid Integration**. [S.l.: s.n.], 2017. 276 p.

CABALLERO-PEÑA, J. et al. Distributed energy resources on distribution networks: A systematic review of modelling, simulation, metrics, and impacts. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 138, p. 107900, 2022. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061521011133>>.

CHAN, C. C.; BOUSCAYROL, A.; CHEN, K. Electric, hybrid, and fuel-cell vehicles: Architectures and modeling. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, v. 59, n. 2, p. 589–598, 2010.

DEB, S. et al. Charging coordination of plug-in electric vehicle for congestion management in distribution system integrated with renewable energy sources. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 56, n. 5, p. 5452–5462, 2020.

_____. Impact of electric vehicle charging station load on distribution network. **Energies**, v. 11, n. 1, 2018. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/11/1/178>>.

DHARMAKEERTHI, C.; MITHULANANTHAN, N.; SAHA, T. Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 57, p. 241–249, 2014. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513005218>>.

DIMOV, I. **Monte Carlo Methods for Applied Scientists**. World Scientific, 2008. ISBN 9789812779892. Disponível em: <<https://books.google.cg/books?id=pV1hDQAAQBAJ>>.

DUBEY, A.; SANTOSO, S. Electric vehicle charging on residential distribution systems: Impacts and mitigations. **IEEE Access**, v. 3, p. 1871–1893, 2015.

EHSANI, M. et al. State of the art and trends in electric and hybrid electric vehicles. **Proceedings of the IEEE**, v. 109, n. 6, p. 967–984, 2021.

EISENKRAEMER, P. H. **Códigos Desenvolvidos em python**. 2022. Disponível em: <<https://github.com/pheisenkraemer/TCC>>.

EPE. **Balço Energético Nacional 2021**. [s.n.], 2021. 73 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN_S\C3\%ADntese_2021_PT.pdf>.

EPRI. **OpenDSS PVSystm Element Model**. [S.l.], 2011. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861977/thread/4a71dbf8/3b2f/attachment/OpenDSS\%20PVSystm\%20Model.pdf>>.

_____. **The Open Distribution System Simulator Reference Guide**. [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Distrib/Doc/OpenDSSManual.pdf>>.

FERREIRA, M. J. D. J. P. Veículos elétricos e híbridos: História e perspectivas para o Brasil. **Revista Processos Químicos**, v. 14, n. 28, p. 139–147, 2021.

FREITAS, P. R. R. d. **Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica**. 2019. 191 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, SÃO PAULO, BRASIL, 2019.

HUSAIN, I. et al. Electric drive technology trends, challenges, and opportunities for future electric vehicles. **Proceedings of the IEEE**, v. 109, n. 6, p. 1039–1059, 2021.

IEA. **Global EV Outlook 2021**. [s.n.], 2021. 101 p. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>>.

_____. **World Energy Outlook 2021**. [s.n.], 2021. 386 p. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>>.

ITF. **International Transport Forum Transport Outlook 2021**. [s.n.], 2021. 249 p. Disponível em: <<https://www.oecd-ilibrary.org/content/publication/16826a30-en>>.

KHALID, M. R. et al. A comprehensive review on electric vehicles charging infrastructures and their impacts on power-quality of the utility grid. **eTransportation**, v. 1, p. 100006, 2019. ISSN 2590-1168. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590116819300062>>.

KROESE, D.; TAIMRE, T.; BOTEV, Z. **Handbook of Monte Carlo Methods**. Wiley, 2011. (Wiley Series in Probability and Statistics). ISBN 9780470177938. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=-j3bmyGXXKUIC>>.

MITCHELL, F. **Monte Carlo Simulation: Methods, Assessment, and Applications**. Nova Science Publishers, 2017. (Computational mathematics and analysis). ISBN 9781536119893. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=3RSdswEACAAJ>>.

NeoCharge. **ESTAÇÃO DE RECARGA - VEÍCULO ELÉTRICO**. 2021. Acesso em 25 jan. 2021. Disponível em: <<https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carregador-carro-eletrico/estacao-recarga-veiculo-eletrico>>.

NETO, N. K.; PIOTROWSKI, L. Methodology for analysis of the impact of residential charging of electric vehicles. **IEEE Latin America Transactions**, v. 17, n. 06, p. 953–961, 2019.

OMS. **WHO Air pollution**. 2021. Acesso em 16 jan. 2021. Disponível em: <https://www.who.int/health-topics/air-pollution#tab=tab_1>.

ONU. **The Paris Agreement**. 2015. Acesso em 14 jan. 2021. Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf>.

PALOMINO, A.; PARVANIA, M. Data-driven risk analysis of joint electric vehicle and solar operation in distribution networks. **IEEE Open Access Journal of Power and Energy**, v. 7, p. 141–150, 2020.

PLUGSHARE. **Electric Vehicle Charging Station Map**. 2021. Acesso em 16 jan. 2021. Disponível em: <<https://www.plugshare.com/br>>.

PNME. **1º ANUÁRIO BRASILEIRO DA MOBILIDADE ELÉTRICA**. [s.n.], 2021. 180 p. Disponível em: <<https://www.pnme.org.br/biblioteca/mapeamento-e-diagnostico-das-iniciativas-sobre-mobilidade-eletrica-no-brasil/>>.

_____. **MAPEAMENTO E DIAGNÓSTICO DAS INICIATIVAS SOBRE MOBILIDADE ELÉTRICA NO BRASIL A PARTIR DE 2018**. [s.n.], 2021. 110 p. Disponível em: <<https://www.pnme.org.br/biblioteca/1o-anuario-brasileiro-da-mobilidade-eletrica/>>.

PRODIST. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 8**. ANEEL, 2021. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>.

PROMOBE. **E-MOBILITY IN BRAZIL**. [s.n.], 2021. 44 p. Disponível em: <<https://www.pnme.org.br/biblioteca/promob-e-2017-2021-english/>>.

RAMADHANI, U. H. et al. Review of probabilistic load flow approaches for power distribution systems with photovoltaic generation and electric vehicle charging. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 120, p. 106003, 2020. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519341730>>.

SAE. **SAE Standart J1772 - Electric Vehicle and Plug-in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler**. [S.l.], 2017.

SANTOS, C. G. L. **Experiências Internacionais em Mobilidade Elétrica**. 2021. Acesso em 15 jan. 2021. Disponível em: <<http://www.gesel.ie.ufrj.br/index.php/Posts/index/1296>>.

SAYED, M. A. et al. Electric vehicle attack impact on power grid operation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 137, p. 107784, 2022. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061521010048>>.

SHAFIEE, S.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; RASTEGAR, M. Investigating the impacts of plug-in hybrid electric vehicles on distribution congestion. In: **22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–4.

_____. Investigating the impacts of plug-in hybrid electric vehicles on power distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 3, p. 1351–1360, 2013.

SHAREEF, H.; ISLAM, M. M.; MOHAMED, A. A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 64, p. 403–420, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116302568>>.

SILVA, G. Manoel da. **Análise de Impactos Elétricos Gerados pela Penetração de Veículos Elétricos nas Redes de Distribuição de Baixa Tensão**. 2019. 113 p. Dissertação (Mestrado em Energia e Sustentabilidade) — UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA, Florianópolis, SC, 2019.

SOUZA, L. Sydney de O. **ANÁLISE DOS IMPACTOS DECORRENTES DA INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**. 2020. 95 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, Brasília, DF, 2020.

STIASNY, J. et al. Sensitivity analysis of electric vehicle impact on low-voltage distribution grids. **Electric Power Systems Research**, v. 191, p. 106696, 2021. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620304995>>.

SUNDDARARAJ, S. P. et al. A brief survey on important interconnection standards for photovoltaic systems and electric vehicles. **World Electric Vehicle Journal**, v. 12, n. 3, 2021. ISSN 2032-6653. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2032-6653/12/3/117>>.

WU, Y. et al. Hierarchical operation of electric vehicle charging station in smart grid integration applications — an overview. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 139, p. 108005, 2022. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061522000503>>.

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. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115004001>>.

NUP: 23081.133624/2022-79

Prioridade: Normal

Homologação de ata de defesa de TCC e estágio de graduação

125.322 - Bancas examinadoras de TCC: indicação e atuação

COMPONENTE

Ordem	Descrição	Nome do arquivo
5	Trabalho de conclusão de curso (TCC) (125.32)	TCC_Pedro_Henrique_Eisenkraemer_Final.pdf

Assinaturas

08/01/2023 09:36:50

DIEGO BERLEZI RAMOS (PROFESSOR DO MAGISTÉRIO SUPERIOR)

07.37.00.00.0.0 - DEPARTAMENTO DE ELETROMECAÂNICA E SISTEMAS DE POTÊNCIA - DESP



Código Verificador: 2215791

Código CRC: df173dc0

Consulte em: <https://portal.ufsm.br/documentos/publico/autenticacao/assinaturas.html>

