

**UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL CAMPUS UNIVERSITÁRIO
DA REGIÃO DOS VINHEDOS – CARVI
ÁREA DO CONHECIMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E
ENGENHARIA
CURSO ENGENHARIA ELÉTRICA**

LUCAS BERRA

**ANÁLISE DO IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO SISTEMA
ELÉTRICO INTERLIGADO NACIONAL**

BENTO GONÇALVES

2023

LUCAS BERRA

**ANÁLISE DO IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO SISTEMA
ELÉTRICO INTERLIGADO NACIONAL**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado no Campus Universitário da Região dos Vinhedos (CARVI), da Universidade de Caxias do Sul (UCS), como requisito parcial para obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Tiago Cassol Severo

BENTO GONÇALVES

2023

LUCAS BERRA

**ANÁLISE DO IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO SISTEMA
ELÉTRICO INTERLIGADO NACIONAL**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado no Campus Universitário da Região dos Vinhedos (CARVI), da Universidade de Caxias do Sul (UCS), como requisito parcial para obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em ____/____/____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Tiago Cassol Severo
Universidade de Caxias do Sul - UCS

Prof. Dra. Danusia de Oliveira de Lima
Universidade de Caxias do Sul - UCS

Prof. Dr. Alexandre Mesquita
Universidade de Caxias do Sul - UCS

RESUMO

A utilização de combustíveis fósseis, como a gasolina, vem gerando impactos ambientais negativos devido à emissão de gases poluentes, como o CO₂, um dos principais causadores das mudanças climáticas, como o efeito estufa e o aumento da temperatura global. Os veículos elétricos são propostos como uma tecnologia sustentável para a mobilidade urbana por não emitirem esses gases poluentes no meio ambiente, além de evitarem os altos preços do petróleo e uma possível escassez futura da fonte fóssil. Sendo assim, o setor dos veículos elétricos tem aumentado cada vez mais a taxa de conversão da tecnologia baseada em combustíveis fósseis para o uso de eletricidade. Com isso, este trabalho analisou o impacto da introdução dos veículos elétricos no sistema de distribuição de energia elétrica através de simulações executadas no software OpenDSS utilizando modelos de sistemas de distribuição desenvolvidos para o estudo de caso. Para executar a simulação do modelo, foi determinada a carga padrão adicionada na rede com a introdução dos veículos elétricos em um determinado período. A rede utilizada no estudo de caso atendeu um grupo de consumidores monofásicos de baixa tensão alimentados por um sistema trifásico de média tensão contendo parâmetros usuais utilizados no sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro. Com base nesses parâmetros, os resultados das simulações revelaram que a introdução de uma carga adicional de 20% devido ao carregamento dos veículos elétricos no sistema de distribuição, tanto em horário ponta quanto fora ponta, resultou em uma sobrecarga no transformador, atingindo até 149% de sua capacidade nominal. Já a introdução de 60% e 80% de carga adicional nas mesmas condições ocasionou uma sobrecarga de até 420% da capacidade nominal do transformador responsável pela alimentação do sistema de distribuição. Na análise foram consideradas as características do carregamento dos veículos elétricos na rede com o objetivo de avaliar as curvas de carga nos horários de maior demanda de energia elétrica no sistema. Com a avaliação dos resultados da simulação, constata-se que a introdução de 20% de veículos elétricos já sobrecarrega o sistema de distribuição, necessitando de redimensionamento na alimentação do sistema. Os demais cenários de inserção também sobrecarregam o sistema em níveis mais críticos, podendo causar interrupções no fornecimento de energia elétrica. Com a análise das simulações dos diferentes cenários, é possível criar estratégias para mitigar os problemas provenientes da introdução dos veículos elétricos no sistema de transporte. O estudo traz dados para consolidar o desenvolvimento na integração de fontes de energias renováveis com o aumento na demanda de energia elétrica proveniente da carga adicional ao sistema de distribuição, possibilitando a criação de futuras estratégias de gestão na distribuição de energia em períodos em que o sistema opera em sobrecarga.

Palavras-chave: Impactos ambientais, Taxa de conversão, Veículos elétricos, Sistema de distribuição, Simulação, Curvas de carga, Impactos no sistema de distribuição.

ABSTRACT

The use of fossil fuels, such as gasoline, has been causing negative environmental impacts due to the emission of polluting gases, such as CO₂, which is one of the main causes of climate change, manifesting as the greenhouse effect and the increase in global temperatures. Electric vehicles are proposed as a sustainable technology for urban Mobility, as they do not emit these polluting gases into the environment. Additionally, they help circumvent high oil prices and the potential future depletion of fossil fuel resources. Therefore, the electric vehicle sector has been increasingly transitioning from fossil fuel-based technology to electricity usage. Therefore, the aim of this work was to analyze the impact of introducing electric vehicles on the electrical energy distribution system through simulations performed in the OpenDSS software using distribution system models developed for the case study. To run the model simulation, the standard load added to the network with the introduction of electric vehicles, in a specified period, was determined. The network used in the case study served a group of single-phase low voltage consumers supplied by a three-phase medium voltage system, utilizing parameters typical in the Brazilian electrical energy distribution system. Based on these parameters, the simulation results revealed that introducing an additional load of 20% from the charging of electric vehicles in the distribution system, during both peak and off-peak hours, resulted in an overload on the transformer, reaching up to 149% of its nominal capacity. Furthermore, introducing 60% and 80% additional loads under the same conditions caused an overload of up to 420% of the nominal capacity of the transformer responsible for supplying the distribution system. In the analysis, the charging characteristics of electric vehicles on the network were considered, aiming to evaluate the load curves during periods of peak demand for electrical energy in the system. By evaluating the simulation results, it becomes evident that the introduction of 20% of electric vehicles already overloads the distribution system, requiring resizing of the system's power supply. For other scenarios, the introduction of electric vehicles at higher percentages exacerbates the issue, potentially leading to interruptions in the electricity supply. Analysis of different simulation scenarios enable the development of strategies to mitigate problems arising from the introduction of electric vehicles into the transport system. This study provides valuable data to solidify the integration of renewable energy sources with the increased demand for electrical energy resulting from the additional load on the distribution system. It enables the formulation of future management strategies for energy distribution during periods of system overload.

Keywords: Environmental impacts, Conversion rate, Electric vehicles, Distribution system, Simulation, Load curves, Impacts on the distribution system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Emissões históricas de GEE no setor de transporte.	15
Figura 2 – Registros de carros elétricos e participação nas vendas da China, Estados Unidos, Europa e outras regiões no período de 2016-2021.	16
Figura 3 – VE mais vendidos no mundo por modelo entre janeiro e setembro de 2021. . .	17
Figura 4 – Projeção da adesão de VE no Brasil.	18
Figura 5 – Emissões de CO ₂ do setor de energia elétrica	19
Figura 6 – Estrutura VEH Série	20
Figura 7 – Estrutura VEH Paralelo	21
Figura 8 – Estrutura de um VEB com inversor CC-CA.	22
Figura 9 – Operação típica das baterias utilizadas nos VEH, VEHP e VEB.	23
Figura 10 – Diagrama geral de blocos de um circuito carregador VE.	24
Figura 11 – Matriz energética por origem de combustível (base 08/04/2023).	26
Figura 12 – Relação entre a potência outorgada x fiscalizada (base 18/04/2023).	27
Figura 13 – Consumo de carga de energia elétrica por semana no período de 05/02/2023 à 11/02/2023.	28
Figura 14 – Consumo de carga de energia elétrica por hora brasileiro no período de 06/02/2023 à 07/02/2023.	29
Figura 15 – Consumo de energia elétrica no setor industrial e residencial no período de 2001 à 2003.	30
Figura 16 – Estimativa das demandas anuais de eletricidade para VE na Escandinávia e na Alemanha para os anos de 2030 e 2050 para os cenários S2 a S12.	34
Figura 17 – Fluxograma proposto para a metodologia do trabalho.	35
Figura 18 – Consumo de energia elétrica médio por classe.	38
Figura 19 – Etapas para determinar as características da curva de carga com a interação dos VE.	39
Figura 20 – Etapas para determinar o sistema de distribuição de energia elétrica para o estudo de caso.	40
Figura 21 – Parâmetros para determinar a taxa de introdução dos VE no sistema de transporte.	42
Figura 22 – Passos para a simulação do fluxo de potência.	43
Figura 23 – Comportamento da carga residencial durante 24 h.	52
Figura 24 – Topologia do sistema de distribuição padrão do estudo de caso.	56
Figura 25 – Potência aparente medida no secundário do transformador sem a carga adicional dos VEB.	59
Figura 26 – Tensão e corrente medida nas três fases do transformador sem a carga adicional dos VEB.	60

Figura 27 – Topologia do sistema de distribuição com 20% de VEB conectados ao circuito.	61
Figura 28 – Potência aparente medida no secundário do transformador com 20% de VEB conectados ao circuito.	62
Figura 29 – Tensão e corrente nas três fases do sistema de distribuição com 20% de VEB conectados ao circuito.	62
Figura 30 – Topologia do sistema de distribuição com 60% de VEB conectados ao circuito.	63
Figura 31 – Potência aparente medida no secundário do transformador com 60% de VEB conectados ao circuito.	64
Figura 32 – Tensão e corrente nas três fases do sistema de distribuição com 60% de VEB conectados ao circuito.	64
Figura 33 – Topologia do sistema de distribuição com 80% de VEB conectados ao circuito.	65
Figura 34 – Potência aparente medida no secundário do transformador com 80% de VEB conectados ao circuito.	66
Figura 35 – Tensão e corrente nas três fases do sistema de distribuição com 80% de VEB conectados ao circuito.	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potência, energia e tensão requeridas pelos diferentes tipos de VEH e VEB .	22
Tabela 2 – Modos de recarga para VE NBR/IEC 61851-1	25
Tabela 3 – Resumo da demanda de carga elétrica e das emissões de GEE sob diferentes cenários em 2031	32
Tabela 4 – Estratégias de carregamento e cenários de eletrificação	34
Tabela 5 – Limites adequados para variação de tensão no secundário	44
Tabela 6 – Aceleração de envelhecimento do transformador com a sobrecarga de até 8 h.	45
Tabela 7 – Limites de carregamento aceitáveis para a operação do transformador. . . .	46
Tabela 8 – Limites de sobrecorrente no transformador trifásico.	46
Tabela 9 – Modos de carregamento de VEB com as maiores taxas (km/R\$).	48
Tabela 10 – Dados elétricos do VEB escolhido para o estudo de caso.	49
Tabela 11 – Consumo total de energia elétrica em 2022 (MWh) por região.	50
Tabela 12 – Número total de consumidores residenciais por região.	51
Tabela 13 – Coeficientes multiplicadores de potência constante (CMPC) durante 24 h. .	52
Tabela 14 – Coeficientes multiplicadores de potência constante durante 24 h referente aos VE nos dois modos de carregamento.	53
Tabela 15 – Porcentagem de VEB licenciados em relação ao total dos últimos 10 anos. .	54
Tabela 16 – Principais dados de entrada para simulação no software OpenDss.	57
Tabela 17 – Cenários de simulação no software OpenDss.	58
Tabela 18 – Resultados dos valores máximos e mínimos das simulações dos cenários 04, 05 e 0,6.	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GEE	Gases do Efeito Estufa
VE	Veículo Elétrico
VEB	Veículo Elétrico a Bateria
VEH	Veículo Elétrico Híbrido
VEHP	Veículo Elétrico Híbrido Plug-in
MCI	Motor a Combustão Interna
SOC	<i>State of Charge</i>
SMPS	Fonte de Alimentação em Modo de Interruptor
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
DDR	Dispositivo a Corrente Diferencial Residual
SAVE	Sistema de Alimentação para Veículos Elétrico
CD	<i>Charger Depleting</i>
PIB	Produto Interno Bruto
SIN	Sistema Interligado Nacional
GPS	<i>Global Positioning System</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ANFAVEA	Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
TRFV	Taxa de Renovação da Frota de Veículos
TCVE	Taxa de Conversão de Veículos a Combustão para Veículos Elétricos
CMPC	Coefficientes multiplicadores de potência constante
Mt	Mega Tonelada
Gt	Giga Tonelada
P.U.	Sistema por Unidades

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	JUSTIFICATIVA DO TEMA	13
1.2	OBJETIVO GERAL	13
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1	MOBILIDADE ELÉTRICA NO MUNDO	15
2.1.1	Projeção da adesão de veículos elétricos no Brasil	17
2.2	IMPACTOS AMBIENTAIS CAUSADOS PELA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	17
2.3	ESTRUTURA BÁSICA DE UM CARRO ELÉTRICO	18
2.3.1	Veículo elétrico híbrido	19
2.3.1.1	Configurações dos veículos híbridos	20
2.3.1.2	Veículo elétrico híbrido plug-in	20
2.3.2	Veículo elétrico a bateria	21
2.4	Relação de potência x energia de veículos elétricos	21
2.5	Sistema de recarregamento residencial de veículos elétricos	23
2.5.1	Modos de carregamento	24
2.5.1.1	Modo de carregamento tradicional	24
2.6	SISTEMA DE GERAÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL	25
2.7	PERFIL DE CONSUMO/CARGA NO SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	27
2.7.1	Variação geográfica	27
2.7.2	Variação temporal	27
2.7.3	Carga industrial e residencial	28
2.7.4	Carga comercial e serviços públicos	29
2.8	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	30
3	METODOLOGIA	35
3.1	ESCOLHA DO VEÍCULO ELÉTRICO PARA ESTUDO DE CASO	35
3.2	ANÁLISE DE CONSUMO DE ENERGIA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE	36
3.3	CARGA RESIDENCIAL	37
3.4	ESTUDO DAS CURVAS DE CARGA	38
3.5	ESTUDO DE CASO PARA UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	40

3.6	INTRODUÇÃO GRADUAL DE VE NO SISTEMA DE TRANSPORTE EM UM PERÍODO	41
3.7	IMPACTO DO AUMENTO DO CONSUMO DE ENERGÉTICA ELÉTRICA COM A INTRODUÇÃO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS	43
3.7.1	Software OpenDSS	44
3.7.2	Parâmetros para avaliação dos resultados da simulação	44
3.7.3	Análise dos dados obtidos e projeção de cenários da introdução dos veículos elétricos	46
4	RESULTADOS	48
4.1	ANÁLISE PARA ESCOLHA DO MODELO DE VEÍCULO ELÉTRICO	48
4.1.1	Consumo de energia dos veículos elétricos na rede	49
4.2	CARGA RESIDENCIAL PADRÃO	50
4.3	CURVA DE CARGA PADRÃO DO SISTEMA	51
4.4	INTRODUÇÃO GRADUAL DE VE NO SISTEMA DE TRANSPORTE	54
4.5	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O ESTUDO DE CASO	55
4.6	SIMULAÇÃO DO IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	56
4.6.1	Introdução e modelagem dos dados do estudo de caso no software OpenDss	57
4.6.2	Cenários do estudo de caso	58
4.7	SIMULAÇÃO DOS CENÁRIOS DO ESTUDO DE CASO	58
4.7.1	Simulação do cenário de validação	58
4.7.2	Simulação do cenário 01	60
4.7.3	Simulação do cenário 02	62
4.7.4	Simulação do cenário 03	65
4.7.5	Simulação do cenário 04, 05 e 06	67
4.8	ANÁLISE DOS RESULTADOS	68
5	CONCLUSÃO	70
5.1	Trabalhos futuros	70
5.2	Artigo publicado	71
	REFERÊNCIAS	72
	ANEXO A – FICHA TÉCNICA BYD DOLPHIN, INFORMADO PELO FABRICANTE.	75
	APÊNDICE A – MODELOS DE VEB COMERCIALIZADOS NO BRASIL	76

APÊNDICE B – SCRIPT DA SIMULAÇÃO DO ESTUDO DE CASO .	77
APÊNDICE C – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO SEM VEB	83
APÊNDICE D – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA SIMULAÇÃO SEM VEB	84
APÊNDICE E – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO COM 20% DE VEB EM HORÁRIO PONTA.	85
APÊNDICE F – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA SIMULAÇÃO COM 20% DE VEB EM HORÁRIO PONTA . .	86
APÊNDICE G – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO COM 60% DE VEB EM HORÁRIO PONTA	87
APÊNDICE H – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA SIMULAÇÃO COM 60% DE VEB EM HORÁRIO PONTA . .	88
APÊNDICE I – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO COM 80% DE VEB EM HORÁRIO PONTA	89
APÊNDICE J – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA SIMULAÇÃO COM 80% DE VEB EM HORÁRIO PONTA . .	90
APÊNDICE K – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO COM 20% DE VEB EM HORÁRIO FORA PONTA	91
APÊNDICE L – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA SIMULAÇÃO COM 20% DE VEB EM HORÁRIO FORA PONTA	92
APÊNDICE M – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO COM 60% DE VEB EM HORÁRIO FORA PONTA	93
APÊNDICE N – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA SIMULAÇÃO COM 60% DE VEB EM HORÁRIO FORA PONTA	94
APÊNDICE O – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO COM 80% DE VEB EM HORÁRIO FORA PONTA	95
APÊNDICE P – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA SIMULAÇÃO COM 80% DE VEB EM HORÁRIO FORA PONTA	96

1 INTRODUÇÃO

Com o crescente aumento na emissão de gases poluentes na atmosfera, os VE estão surgindo como uma alternativa para a substituição dos veículos movidos a combustíveis fósseis. A conversão de tecnologia é derivada de políticas e metas de emissão zero carbono, determinadas por diversos países no mundo, demonstrando uma forte tendência em eletrificar o sistema de transporte mundial. Com o aumento da popularidade e a consolidação da tecnologia, os países como China e Estados Unidos, líderes na venda e fabricação de VE no mundo, criam estratégias de conversão através de subsídios e isenção de impostos na comercialização de VE.

Com a pressão mundial para a utilização de energias renováveis e com o incentivo na comercialização de tecnologias que não emitam gases poluentes, as vendas de VE vem aumentando de forma considerável, atingindo os 250 bilhões de dólares no ano de 2021. Projeções apontam que os fabricantes de baterias elétricas aumentem a capacidade de armazenamento de energia até 2024, passando de 100 GWh em 2019 para 1.200 GWh e assim, consequentemente, elevando a demanda de energia elétrica para o abastecimento dos sistemas de distribuição (IEA, 2021).

Como em outros países, a demanda de VE no mercado brasileiro vem aumentando consideravelmente. No primeiro trimestre de 2023, a comercialização de veículos leves eletrificados teve um crescimento de 55,5% quando comparado a março de 2022, atingindo a melhor marca histórica da série. O aumento nas vendas de VE no Brasil está sendo impulsionado, em parte, pela isenção de impostos e redução das alíquotas aplicadas a esta tecnologia, em 10 estados que possuem representatividade significativa no setor de infraestrutura e transporte (ABVE, 2023).

A introdução dos VE no sistema de transporte está ligada diretamente com a demanda de energia elétrica, criando picos de carga e, consequentemente, afetando o sistema de geração e distribuição de energia em médio e longo prazo. Com o aumento da demanda, as concessionárias devem criar estratégias para garantir o fornecimento de energia elétrica com segurança e sem oferecer perdas aos sistema de distribuição (EPRI, 2012).

Para reproduzir os impactos causados pela introdução dos VE no sistema de transporte brasileiro, uma alternativa é determinar a taxa de introdução da tecnologia em um período estabelecido e avaliar os impactos na demanda de energia elétrica no modelo de distribuição padrão. A análise pode determinar as curvas de carga do sistema utilizando o fluxo de potência integrado com os sistema de carregamento dos VE e consumo residencial padrão integrados a um modelo de simulação computacional.

Com a taxa de introdução dos VE juntamente com a análise das curvas de carga das unidades consumidoras, é possível determinar os impactos no sistema analisando as características de carregamento dos VE e o pico de demanda de energia elétrica, verificando se o sistema de

distribuição irá operar em sobrecarga nos diferentes cenários de introdução dos VE. O sistema de simulação pode ser submetido a diferentes projeções com variação de carga tornando possível a análise a longo prazo no sistema de distribuição de energia elétrica.

1.1 JUSTIFICATIVA DO TEMA

O estudo é justificado por propor uma análise dos impactos causados no sistema de distribuição de energia elétrica proveniente da introdução dos VE no sistema de transporte brasileiro. O aumento na demanda de energia elétrica pode causar impactos significativos no sistema de distribuição de energia elétrica, exigindo uma expansão da capacidade de geração, distribuição e uma reformulação na gestão das cargas para evitar sobrecargas no sistema.

Os sistemas que compõem a rede de distribuição podem ser afetados diretamente com o aumento da demanda de energia elétrica, podendo ocasionar sobrecarga dos equipamentos, diminuindo assim, a sua vida útil e exigindo, desta forma, uma reformulação dos sistemas. O aumento repentino na demanda de energia elétrica pode causar quedas de tensão, interrupções no fornecimento de energia, desbalanceamento das fases, subdimensionamento de condutores e aumento na necessidade de sistemas de monitoramento e controle da rede.

Além dos problemas na infraestrutura da rede, o estudo pode indicar a necessidade no incentivo a integração de fontes de energias renováveis com a demanda de energia elétrica proveniente dos VE. As fontes podem ser utilizadas de forma eficiente, suprimindo a demanda de energia nos períodos de pico do carregamento dos VE, assim estabilizando, assim, os sistema de distribuição.

1.2 OBJETIVO GERAL

Analisar o impacto da demanda e consumo de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional de distribuição com uma taxa de introdução gradual de veículos elétricos.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Determinar um modelo de veículo elétrico e estabelecer as taxas de introdução dos veículos elétricos no sistema de transporte individual;
- b) Definir o consumo médio de energia elétrica para os consumidores residenciais e para o carregamento do veículo elétrico;
- c) Analisar as curvas de carga do sistema de distribuição residencial a ser utilizado para o estudo de caso;

- d) Realizar a simulação do sistema de distribuição de energia elétrica com a integração gradual dos veículos elétricos e avaliar os impactos como a sobrecarga no sistema juntamente com as curvas de carga em determinado período;

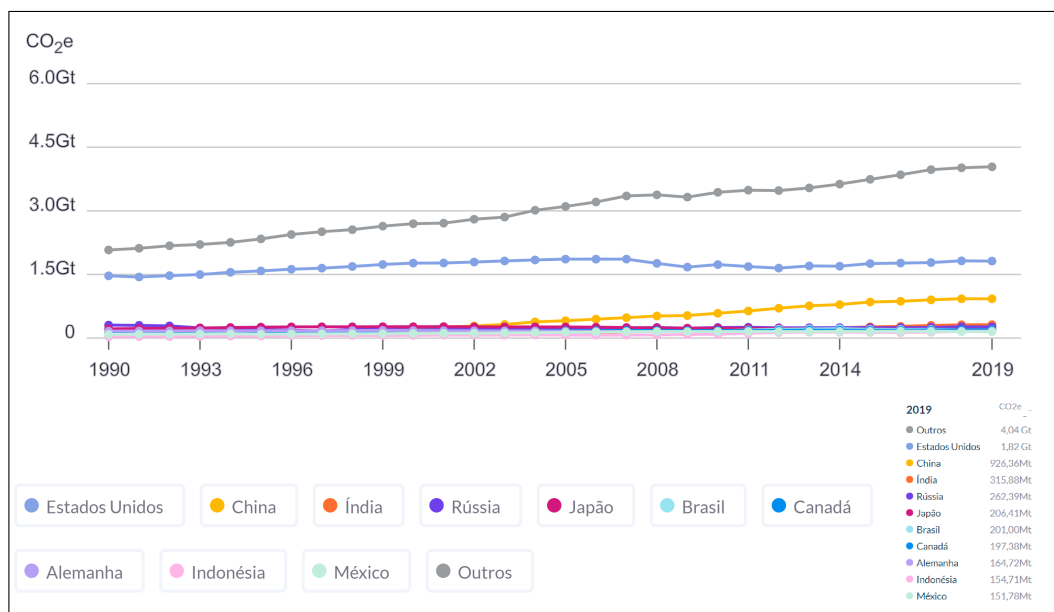
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem como objetivo apresentar a mobilidade elétrica no mundo e as características da tecnologia associada às fontes de energia elétrica mais utilizadas no Brasil. Também será apresentado dados sobre a emissão dos Gases do Efeito Estufa (GEE) ocasionado pela frota de veículos de transporte que utilizam combustíveis fósseis para a propulsão. Ainda neste capítulo será descrita a estrutura básica de um Veículo Elétrico (VE) para a compreensão do consumo de energia elétrica, assim como as características do perfil de carga dos usuários do sistema de distribuição de energia elétrica.

2.1 MOBILIDADE ELÉTRICA NO MUNDO

Os primeiros estudos com VE iniciaram em 1834, mas a produção das primeiras unidades foram no século XIX, predominantemente na América do Norte e alguns países da Europa. Com o alto custo e ineficiência, as pesquisas dos VE diminuíram consideravelmente, retornando somente na década de 70. Essa retomada das pesquisas ocorreu como consequência do aumento da emissão de carbono na atmosfera, onde os veículos movidos a combustíveis fósseis influenciam diretamente na emissão dos GEE. Na figura 1 é apresentado o comportamento da quantidade de GEE emitidos pelo setor de transporte no mundo.

Figura 1 – Emissões históricas de GEE no setor de transporte.



Fonte: (CLIMATE WATCH, 2023)

A pressão para uma nova política ambiental livre da emissão de carbono tem forçado os países a iniciar estudos para mitigar os impactos ambientais, buscando alternativas para uma

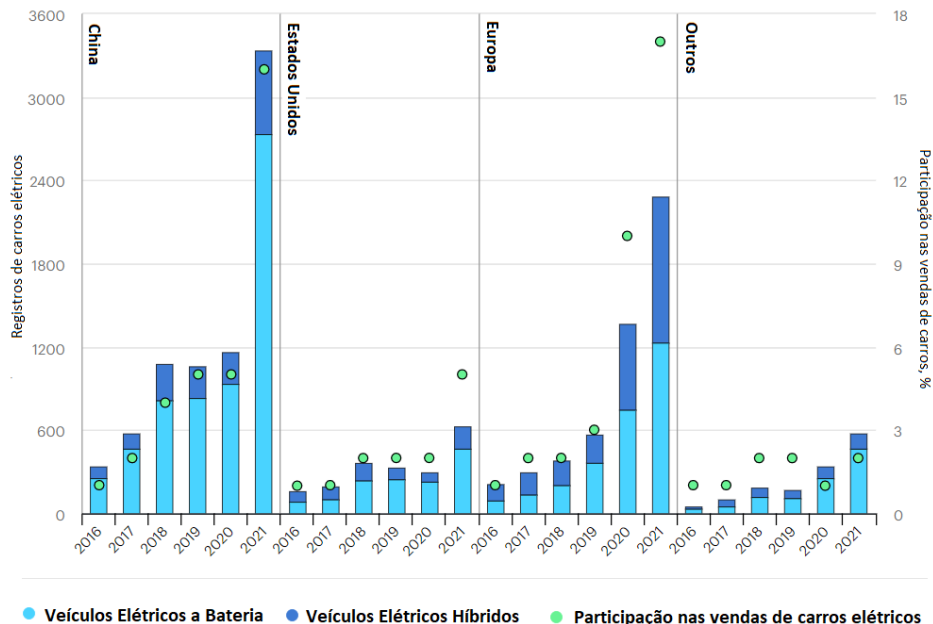
mobilidade mais limpa. Os fatores que aceleram o avanço dependem diretamente das políticas sobre a carga tributária da infra-estrutura, mercado mundial de veículos, preço da energia, política climática e do setor elétrico (TEIXEIRA; SODRÉ, 2018).

Os VE são considerados uma boa solução para diminuição da emissão de carbono, pois possuem maior eficiência energética quando comparados aos equivalentes movidos a combustíveis fósseis com a gasolina. Essa vantagem deve-se a princípios de conversão de energia até a sistemas de frenagem regenerativa, tecnologia embarcada nos veículos elétricos (RAVI; AZIZ, 2022).

Segundo a *International Energy Agency* (IEA), até 2021 foram vendidos 16,5 milhões de veículos elétricos no mundo. Com a projeção de emissão de carbono zero até 2050, a frota de veículos elétricos deve chegar a 300 milhões de unidades vendidas até 2030, correspondendo a 60% dos veículos vendidos no mundo. Para que essa progressão se realize, a venda de veículos elétricos deve crescer 6 pontos percentuais por ano.

A IEA (2021) informa que as vendas de veículos elétricos no mundo representam 9% do total comercializado, sendo que as vendas ocorrem predominantemente na China e na Europa, onde são responsáveis por 85% das vendas globais. Os Estados Unidos da América vêm logo em seguida, com 10% das vendas. Na figura 2 é apresentado o registro de VE e a participação nas vendas de cada país no período de 2016-2021 (IEA, 2021).

Figura 2 – Registros de carros elétricos e participação nas vendas da China, Estados Unidos, Europa e outras regiões no período de 2016-2021.

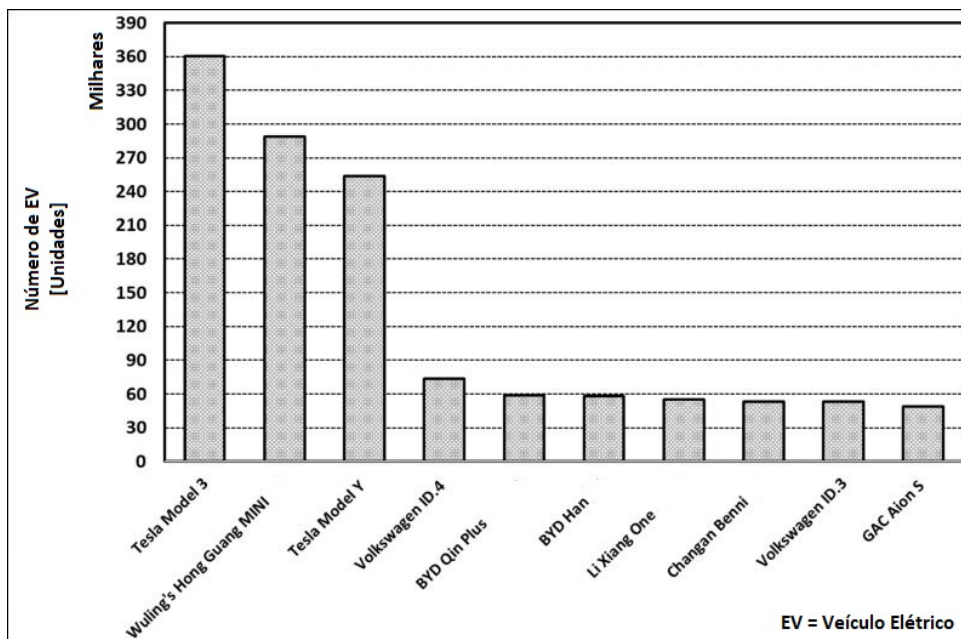


Fonte: (IEA, 2021)

Conforme indicado na figura 3, a maior participação no mercado mundial de VE é da Tesla, uma empresa norte americana que projeta manter o forte crescimento nas vendas considerando que no ano de 2020 produziu 509.737 unidades de VE, sendo 228.882 do modelo

Tesla Model 3. A Europa está se desenvolvendo em um ritmo mais rápido que os demais países, e a Alemanha tem a maior participação no mercado europeu, com a França e o Reino Unido ocupando o segundo e terceiro lugar, respectivamente, nas vendas europeias (DIK; OMER; BOUKHANOUF, 2022).

Figura 3 – VE mais vendidos no mundo por modelo entre janeiro e setembro de 2021.



Fonte: (DIK; OMER; BOUKHANOUF, 2022)

No Brasil, estado de São Paulo concentra 34,6% do total de VE comercializados no Brasil em 2020, atingindo a marca de 6.850 unidades emplacadas do total de 19.745 comercializadas no país (ABVE, 2023).

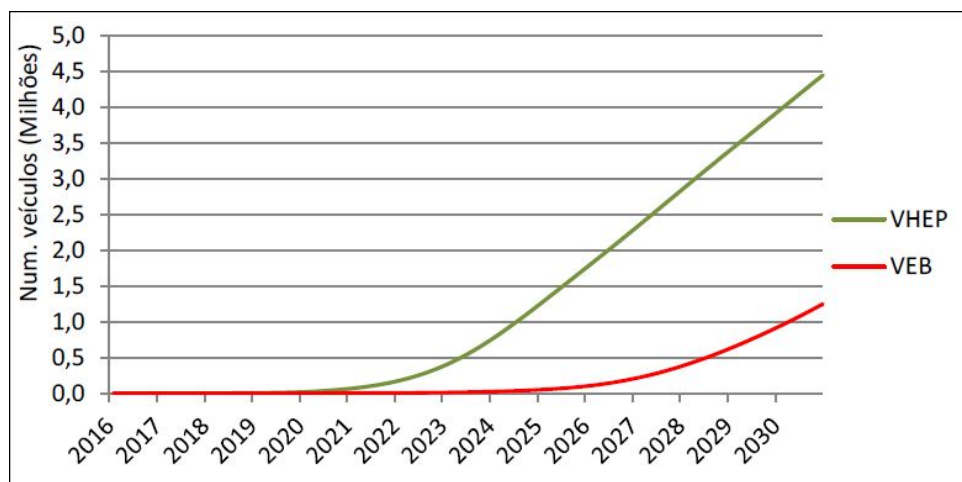
2.1.1 Projeção da adesão de veículos elétricos no Brasil

Utilizando como base a projeção da adesão de VE no Brasil pode-se avaliar o crescimento da frota de VE *plug-in*. O crescimento projetado atinge o pico de 5,7 milhões de veículos até 2030, sendo que 22% é composto por Veículo Elétrico a Bateria (VEB). Conforme as características do mercado brasileiro, pode-se verificar que o crescimento acentuado da frota de VE iniciou em 2022, conforme representado na figura 4.

2.2 IMPACTOS AMBIENTAIS CAUSADOS PELA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Um dos motivos para a conversão da frota de veículos movidos a combustão para elétricos é a emissão de GEE, como o CO₂, um dos responsáveis pelas mudanças climáticas. A tendência é justificável pois os VE não emitem poluentes por si só, mas, por outro lado, a matriz

Figura 4 – Projeção da adesão de VE no Brasil.



Fonte: (MARIOTTO *et al.*, 2017)

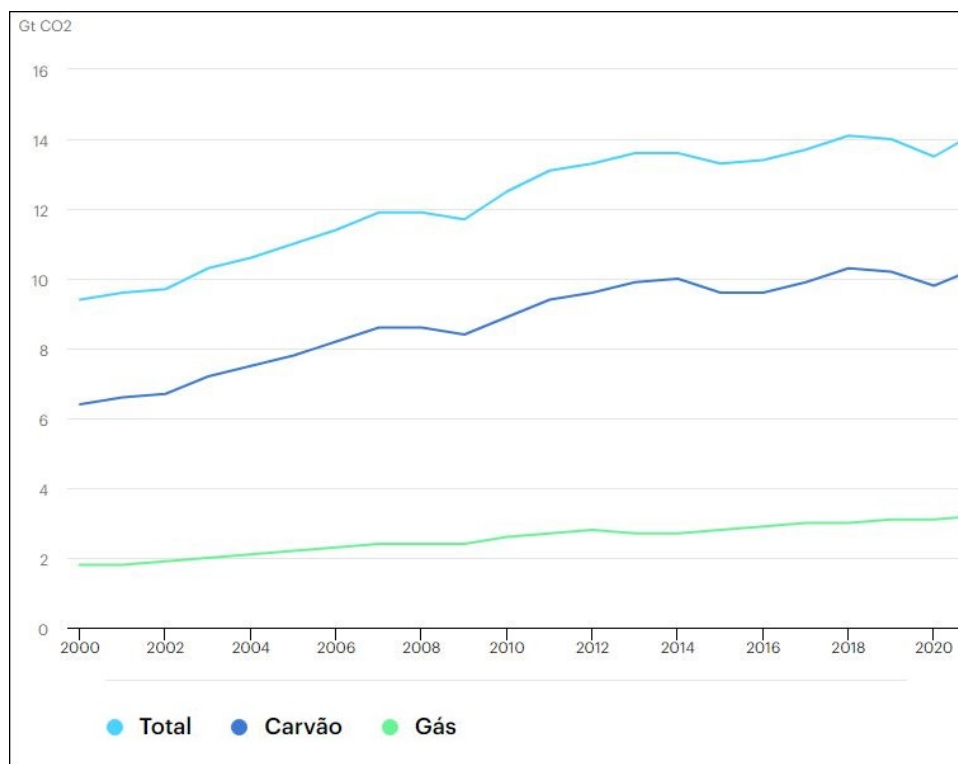
energética deve ser analisada, já que com a conversão de veículos o consumo de energia elétrica aumentará e consequentemente os níveis de poluentes gerados pelas centrais elétricas que utilizam combustíveis fósseis para a sua geração também aumentarão. O sistema de geração de energia elétrica da maioria dos países é a utilização de combustíveis fósseis para pelo menos, uma parte da geração total de energia elétrica. A parcela depende das condições naturais em que cada país se encontra, podendo variar de 1,8% na Noruega (predominantemente gás natural) até 83,4% na Estônia (predominantemente alcatrão de areia). No mundo, a utilização média de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica é de 62,7%, incluindo hidrocarbonetos líquidos, gás natural e carvão (MICHAELIDES, 2021).

As emissões globais de energia nos setores de geração de eletricidade e calor aumentaram aproximadamente 700 Mega Tonelada (Mt) de CO₂ no ano de 2021, atingindo o total de 14 Giga Tonelada (Gt). O aumento foi impulsionado pela crescente demanda por eletricidade e pelo alto preço do gás natural. Na figura 5 é representado o aumento da emissão dos GEE no setor de energia elétrica. O CO₂ é prejudicial para o meio ambiente por ser um dos principais gases responsáveis pelo efeito estufa e quando emitido em quantidades significativas na atmosfera, ele contribui para o aumento da temperatura do planeta, o que pode causar mudanças climáticas significativas, como o derretimento de geleiras, o aumento do nível do mar e alterações nos padrões climáticos. Além disso, a elevada concentração de CO₂ na atmosfera pode afetar a qualidade do ar, prejudicando a saúde humana e de outros seres vivos (IEA, 2022).

2.3 ESTRUTURA BÁSICA DE UM CARRO ELÉTRICO

Com o aumento na demanda de VE, que se deve principalmente à necessidade de reduzir os GEE, os subsistemas embarcados variam a tecnologia em diferentes áreas, como o armazenamento de energia, opções de carregamento, modo de propulsão e algoritmos de controle. Os VEB utilizam propulsão elétrica usando baterias como fonte de energia, enquanto

Figura 5 – Emissões de CO₂ do setor de energia elétrica



Fonte: Adaptado de (IEA , 2022)

os Veículo Elétrico Híbrido (VEH) usam diversas fontes de energia para controle e propulsão, sendo que pelo menos uma delas é a energia elétrica. Os VEH possuem várias combinações de fontes de energia, armazenamento e conversores, podendo ser divididos em VE que combinam a bateria com Motor a Combustão Interna (MCI) e soluções que utilizam células de combustível combinadas com uma bateria para armazenamento da energia elétrica. Os VE que utilizam o carregamento das baterias através da rede elétrica são categorizados em dois grupos: VEB e Veículo Elétrico Híbrido Plug-in (VEHP) (HALIM *et al.*, 2022).

2.3.1 Veículo elétrico híbrido

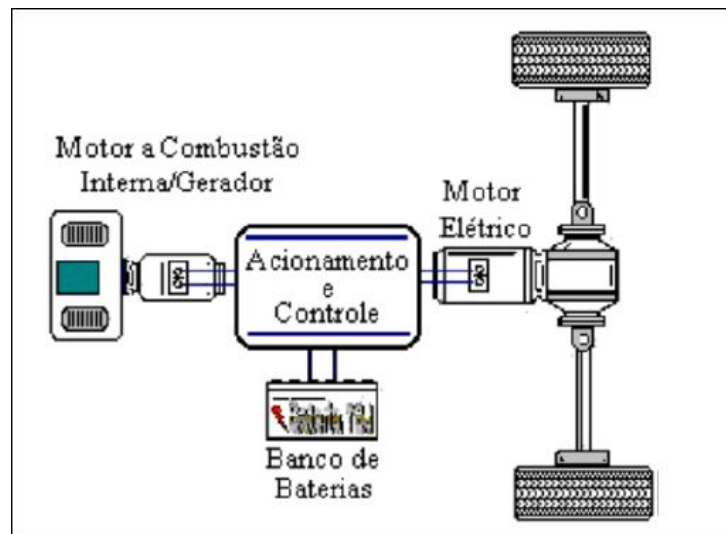
Os veículos híbridos utilizam mais de um tipo de motor de propulsão, onde a forma mais comum que se aplica na tecnologia embarcada é a combinação de um MCI com um motor elétrico. A exigência dos veículos híbridos em relação a bateria são menores que nos VE puros, pois a demanda de armazenamento de energia na bateria é menor por conta da alternância no modo de propulsão. O motor elétrico de um veículo híbrido pode funcionar como motor de propulsão em baixas rotações, faixa de trabalho em que o MCI é menos eficiente, e como gerador que utiliza a energia cinética gerada pelas frenagens para converter em energia elétrica que é então armazenada nas baterias. Essa tecnologia de recuperação de energia é chamada de frenagem regenerativa. A vantagem em utilizar um veículo híbrido é permitir que o MCI opere em condições que propiciem a redução do consumo de energia, aumentando consideravelmente

a eficiência energética. Os veículos híbridos possuem duas configurações mais populares, classificadas como híbrido-série e híbrido-paralelo (BORBA, 2012).

2.3.1.1 Configurações dos veículos híbridos

O sistema híbrido-série utiliza o motor elétrico diretamente para a tração do veículo, deixando o MCI atuar somente na geração de energia elétrica. O MCI aciona um gerador elétrico que alimenta o sistema de bateria do veículo conforme apresentado na figura 6 (BORBA, 2012).

Figura 6 – Estrutura VEH Série



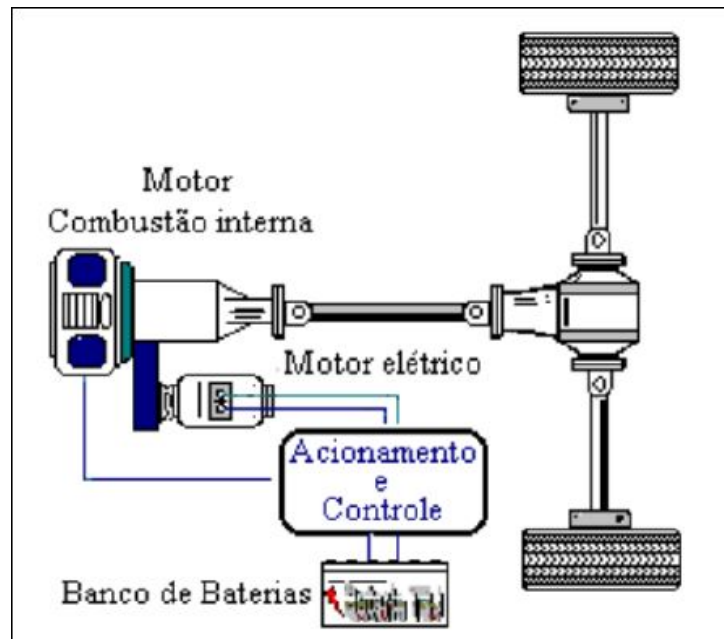
Fonte: (BORBA, 2012)

O sistema de controle estabelece a quantidade de energia fornecida pelo gerador em um percentual de carga em regime permanente, sendo que a demanda dos transitórios é suprida pelo banco de baterias. A vantagem dessa estrutura é que o MCI permanece em um ponto de operação otimizado, contribuindo para a economia de combustível. A configuração híbrido-paralelo é composto por um sistema mecânico complexo quando comparado com o híbrido série, e conseqüentemente o sistema de controle também aumenta o nível de complexidade. A vantagem do sistema paralelo deve-se pela ausência do gerador de energia elétrica, diminuindo o dimensionamento do MCI. A figura 7 representa a estrutura de um sistema híbrido-paralelo (BORBA, 2012).

2.3.1.2 Veículo elétrico híbrido plug-in

Os VEHP surgiram para estender o alcance dos VEH que também utilizam o MCI e o motor elétrico que, no caso do VEHP, é utilizado como sistema de propulsão principal, necessitando de uma bateria com maior capacidade de carga. Os VEHP utilizam o MCI apenas quando a bateria está com o nível de carga baixo. Ao contrário do VEH, os VEHP podem ser conectados na rede elétrica e se beneficiar da frenagem regenerativa e do recarregamento através do MCI.

Figura 7 – Estrutura VEH Paralelo



Fonte: (BORBA, 2012)

Atualmente o Chevrolet Volt e Toyota Prius são dois modelos disponíveis no mercado (HALIM *et al.*, 2022).

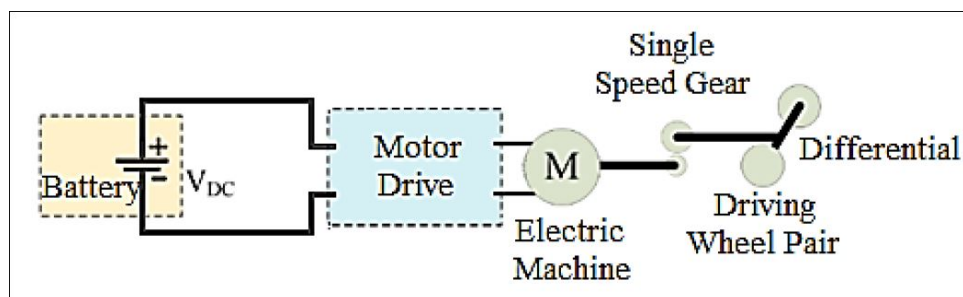
2.3.2 Veículo elétrico a bateria

Os VEB dependem apenas da energia elétrica armazenada nas células de carga para alimentar os sistemas de distribuição. Esse sistema é constituído por motores elétricos responsáveis por gerar o torque que é exercido sobre as rodas do veículo. A autonomia pode ser afetada por vários fatores, como o modo de condução, as condições das vias, condições climáticas, aerodinâmica do veículo, tecnologia da bateria e idade do veículo. Carregar a bateria de um VEB pode levar até 36 h, tempo significativamente maior do que reabastecer um veículo com motor de combustão interna. No entanto, os VEB possuem vantagens como a construção ser menos complexa, facilidade de operação e serem ecologicamente corretos, não emitindo GEE. Os VEB mais vendidos no mundo são Nissan Leaf, Tesla Model S e alguns modelos chineses, como BYD. A configuração dos VEB pode ser dividida na bateria que alimenta o motor elétrico, responsável pelo acionamento das rodas, por meio de um circuito conversor de energia, conforme representado na Figura 8 (HALIM *et al.*, 2022).

2.4 RELAÇÃO DE POTÊNCIA X ENERGIA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

O sistema e arquitetura dos veículos elétricos variam de acordo com o tamanho da bateria embarcada e o modelo do veículo. Como os VEB dispensam o MCI, a estrutura pode comportar uma bateria que ocupe um espaço maior, tornando importante a maior energia elétrica

Figura 8 – Estrutura de um VEB com inversor CC-CA.



Fonte: (HALIM *et al.*, 2022)

especifica pelo volume da bateria. Já os VEH necessitam que a bateria possua maior eficiência por conta do tamanho reduzido causado pela presença do MCI. Geralmente os veículos elétricos operam em modo *Charger Depleting* (CD) por conta da construção ser elaborada em plataformas mais leves e compactas com o objetivo de alcançar maior autonomia. Na tabela 1 pode-se verificar as características gerais das baterias dos VE (BORBA, 2012).

Tabela 1 – Potência, energia e tensão requeridas pelos diferentes tipos de VEH e VEB

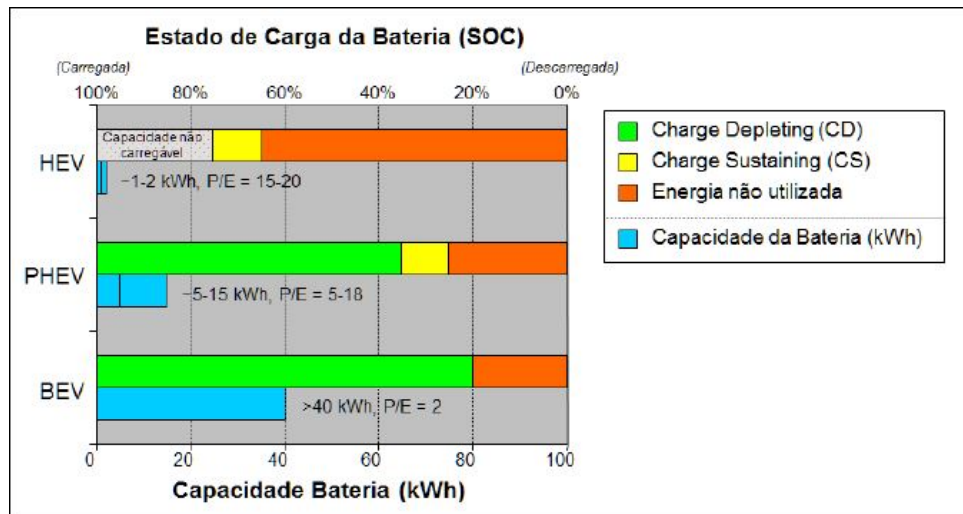
Tipo	Potência (kW)	Energia (kWh)	Tensão (V)
VEH Micro	2,5 - 5,0	0,5	12,0 - 36,0
VEH Mediano	15,0 - 20,0	1,0	120,0 - 160,0
VEH Completo	30,0 - 50,0	2,0 - 3,0	200,0 - 350,0
VEHP	30,0 - 100,0	5,0 - 15,0	200,0 - 350,0
VEB	80,0 - 120,0	40,0 - 60,0	200,0 - 350,0

Fonte: Adaptado de (BORBA, 2012)

A quantidade de energia armazenada nas baterias dos VEHP pode variar entre 5 - 15 kWh, possuindo uma relação de Potência/Energia na ordem de 3 a 15. Já para os VEB, a capacidade de energia armazenada na bateria é maior que nas outras tecnologias, permanecendo superior a 40 kWh e autonomia acima de 200 km. Os modos de operação das baterias utilizadas nos VEH, VEHP e VEB estão representados na figura 9 (BORBA, 2012).

Com base na distância que um VE percorre considerando o período de recarga, pode-se verificar a quantidade de energia que o sistema de distribuição necessita, levando em consideração o reestabelecimento do *State of Charge* (SOC) da bateria no momento que o usuário conecta o VE no sistema de carregamento. O SOC é caracterizado por uma função que considera a distância percorrida ao longo do período em que o VE é utilizado, as características do modo de aceleração e frenagem da condução, a potência do sistema de propulsão e as características da topografia em que o VE está sendo submetido. Na equação 2.1 é expressa a demanda de um VE levando em consideração a distancia percorrida, o consumo energético do VE e a eficiência do carregador em um modo de condução teórico. Assim pode-se determinar a parcela de potência que um VE demanda da rede de distribuição (SAUSEN, 2017).

Figura 9 – Operação típica das baterias utilizadas nos VEH, VEHP e VEB.



Fonte: (BORBA, 2012)

$$DVE = DP \times CE \times EC \quad (2.1)$$

DVE = Demanda VE [kWh];

DP = Distância percorrida [km];

CE = Consumo Energético do veículo [kWh/km];

EC = Eficiência do carregador [%];

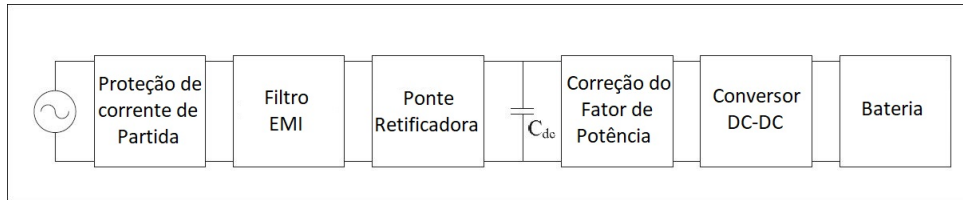
2.5 SISTEMA DE RECARREGAMENTO RESIDENCIAL DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

O sistema de carregamento de VEB e VEHP pode ser realizado de duas maneiras, em modo indutivo e condutivo. Para o carregamento condutivo são utilizados condutores físicos, interligando diretamente o veículo e o sistema de carregamento, sendo semelhante a dispositivos eletrônicos que possuem baterias. A carga indutiva se baseia no carregamento através da indução eletromagnética, apresentando semelhança a um transformador de potência. Atualmente o método de carga condutiva está sendo mais utilizado para o carregamento de VE, pois o tempo de recarga é melhor quando comparado ao indutivo (SIMON, 2013).

O principal objetivo do carregador de VE é fornecer uma fonte de tensão para recarregar a bateria que armazena energia elétrica para propulsão. Geralmente, em VE de baixa potência, utiliza-se um método padrão para adquirir a tensão regulada que consiste em uma Fonte de Alimentação em Modo de Interruptor (SMPS). Os VE também possuem um sistema embarcado

de carregamento monofásico padrão. Na figura 10 pode-se identificar, através de um diagrama, o carregador de VE baseado em SMPS (COLLIN; DJOKIC; THOMAS, 2011).

Figura 10 – Diagrama geral de blocos de um circuito carregador VE.



Fonte: Adaptado de (COLLIN; DJOKIC; THOMAS, 2011)

2.5.1 Modos de carregamento

O carregamento pode ser executado em modo de recarga lenta ou rápida, dependendo do modo disponível para o usuário. A recarga rápida é realizada através de estações de carregamento que são alimentadas com Corrente Contínua (CC), através de retificadores de alta potência que são interligados a uma rede trifásica de média tensão. Utilizando esse método, o VE pode ser carregado em pouco tempo. Já o método de carregamento lento é, geralmente, encontrado em residências onde se utiliza Corrente Alternada (CA) com baixos níveis de tensão.

Segundo a ABNT (2013) existem quatro modos de carregamento em CA normalizado para VE conforme indicado na tabela 2. O modo 1 refere-se a conexão do VE em tomadas padronizadas pela ABNT, instaladas com um Dispositivo a Corrente Diferencial Residual (DDR), com o objetivo de fornecer a proteção de correntes residuais do sistema. O modo 2 contempla a conexão do cabo do carregador junto ao DDR. O modo 3 conecta o sistema de recarga ao VE a partir do Sistema de Alimentação para Veículos Elétrico (SAVE). Já o modo 4 utiliza o carregamento em CA a partir de um carregador externo associado a um SAVE (ABNT, 2013).

Pode-se classificar o carregamento residencial em dois sistemas, o carregamento tradicional e carregamento com benefício tarifário. No modo tradicional, o usuário do VE pode carregar conforme a necessidade em qualquer horário do dia ou quando o VE necessitar de carregamento. Já no modo de carregamento com benefício tarifário, o proprietário do VE também pode carregar livremente o veículo, porém ele deve levar em conta o contrato tarifário que possui com a distribuidora de energia elétrica. Desta forma o usuário pode gerenciar o período de recarga do VE com maior benefício econômico (GAONACH, 2015).

2.5.1.1 Modo de carregamento tradicional

No modo de carregamento tradicional os VE se comportaram como cargas usuais do sistema, possuindo maior incidência em horário de pico na rede de distribuição de energia elétrica. O horário de pico pode ser considerado das 18h às 21h, em dias úteis, horário este em que

Tabela 2 – Modos de recarga para VE NBR/IEC 61851-1

Modo de Recarga	Características/Aplicação	Tensão	Corrente
Modo 1	Carga lenta (alimentação CA); Recarga em tomada residencial de uso geral;	250 V (1f) 480 V (3f)	16 A
Modo 2	Carga lenta (alimentação CA monofásico ou trifásico); Recarga em tomada residencial de uso específico (proteção e controle incorporados ao cabo ou ao conector do VE);-	250 V (1f) 480 V (3f)	32 A
Modo 3	Carga lenta (alimentação CA monofásico ou trifásico) utilizando um SAVE dedicado; Ponto de recarga residencial ou público;	250 V (1f) 480 V (3f)	32 A
Modo 4	Carga rápida (alimentação CC); Estações de recarga	-	-

Fonte: (ABNT, 2013)

os usuários do sistema elétrico retornam às residências após o período de trabalho, momento propício para os usuários de VE executarem o carregamento das baterias (GAONACH, 2015).

Considerando o modo de carregamento tradicional, pode-se perceber que a carga dos VE impacta diretamente na demanda de potência em horários de pico, levando em consideração que um carregador de VE possui, em média, uma potência de 3,5 kW. Essa carga na rede elétrica torna-se expressiva quando conectadas simultaneamente nas residências em um período médio entre 2h e 6h, variando conforme o SOC da bateria utilizada no VE. (MARIOTTO *et al.*, 2017)

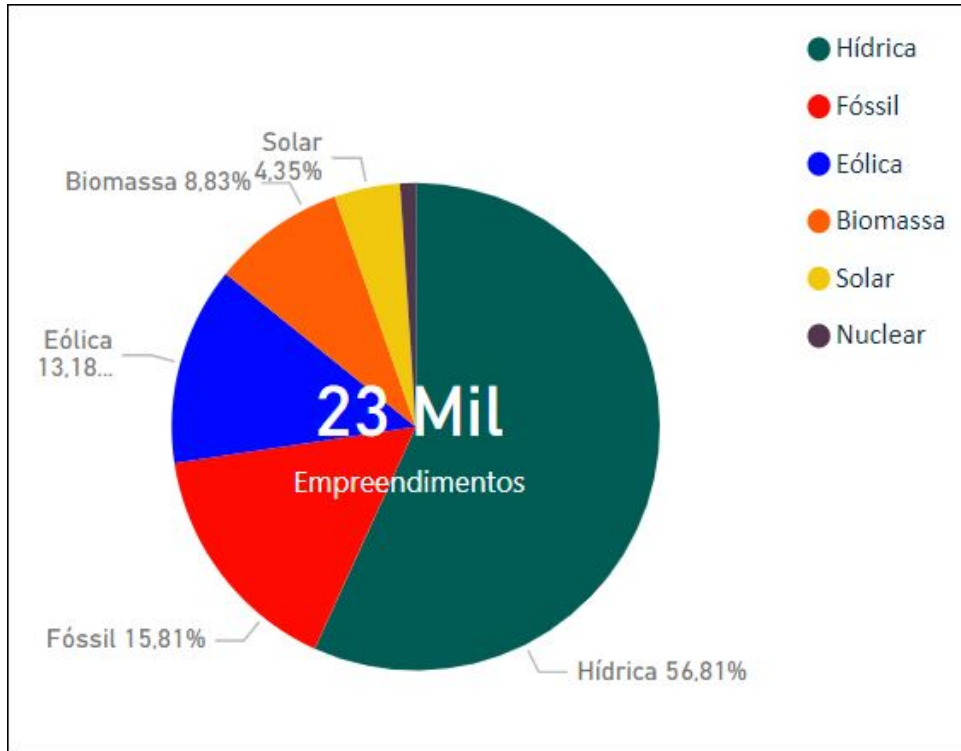
2.6 SISTEMA DE GERAÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

Segundo a ANEEL (2023) o Brasil iniciou o ano de 2023 com uma expansão de 2.746,5 MW em potência instalada, o dobro do crescimento de 1.367 MW no mesmo período em 2022. A crescente expansão da matriz de geração de energia elétrica reflete diretamente na potência total instalada, onde em 2023 o Brasil chegou à marca de 191.544,2 MW de potência fiscalizada, sendo que 83,6% das usinas são consideradas renováveis.

A matriz de geração de energia elétrica brasileira é dividida em seis fontes de geração: hídrica (UHE), fóssil (UTE), eólica (ELO), biomassa, solar (UFV) e nuclear (UTN). Como subdivisão das UHE têm-se as Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) e as Centrais Geradoras Hidráulicas (CGH). A fonte de geração hídrica corresponde a 56,81% do total, sendo a mais representativa. Já a fonte de geração fóssil, uma das responsáveis pela emissão dos GEE, representa 15,81% da geração total de energia elétrica. Na figura 11 pode-se identificar a parcela

que cada fonte representa na geração total de energia elétrica no Brasil, somadas em 23 mil empreendimentos (ANEEL, 2023).

Figura 11 – Matriz energética por origem de combustível (base 08/04/2023).

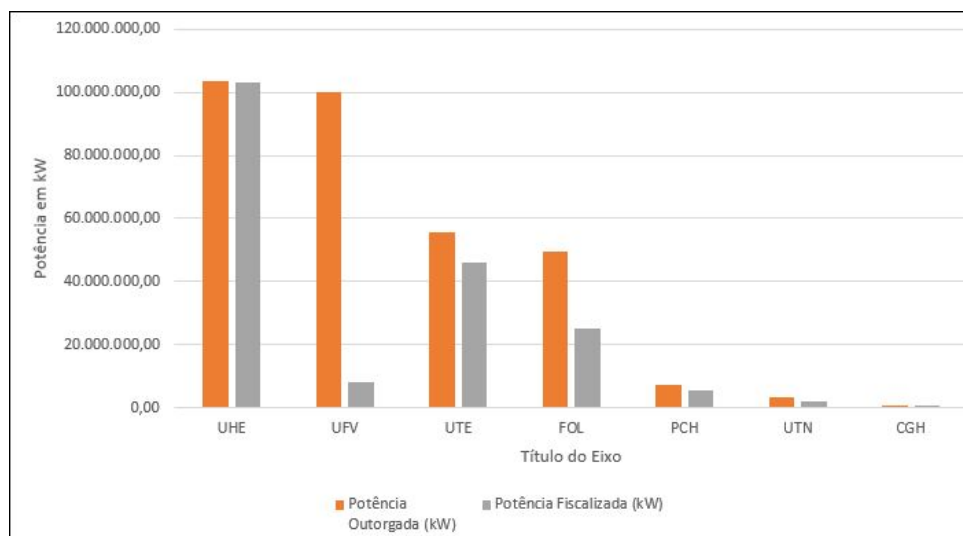


Fonte: (ANEEL, 2023)

A matriz brasileira de geração de energia elétrica está em constante avanço com diversas construções em andamento. A fonte de geração que mais cresce no Brasil é a UFV, correspondendo a 8391,09 MW da potência fiscalizada e 99846,46 MW de outorgada. O crescimento é decorrente da limitação de instalação das grandes centrais hidroelétricas, do aumento da demanda de potência e da necessidade de alternativas mais limpas e com menor impacto ambiental na geração de energia elétrica. Como método de classificação, a ANEEL determina três subdivisões de potência: outorgada, fiscalizada e instalada. A outorgada corresponde a potência em que a usina está autorizada a operar no auto da outorga. A fiscalizada considera a potência a partir da operação comercial realizada pela primeira unidade geradora, sendo que essa potência pode aumentar gradativamente conforme as demais unidades geradoras são ativadas. Já a potência instalada é a capacidade bruta (kW) que determina o potencial da unidade geradora para a outorga. Na figura 12 pode-se avaliar o potencial das fontes de geração de energia através da relação entre potência outorgada e potência fiscalizada (ANEEL, 2023).

A UFV possui somente 4,38% da potência outorgada fiscalizada, indicando fortemente o avanço da fonte no sistema brasileiro de geração de energia elétrica. A perspectiva de crescimento da potência proveniente das UFV está ligada diretamente ao aumento da demanda de carga proveniente de sistemas integrados a rede que demandam altos níveis de potência (ANEEL, 2023).

Figura 12 – Relação entre a potência outorgada x fiscalizada (base 18/04/2023).



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023)

2.7 PERFIL DE CONSUMO/CARGA NO SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão responsável pela coordenação e controle do sistema energético brasileiro, as características de carga podem ser classificadas nos seguintes grupos:

- variação geográfica;
- variação temporal;
- carga industrial;
- carga residencial;
- carga de serviços públicos;

2.7.1 Variação geográfica

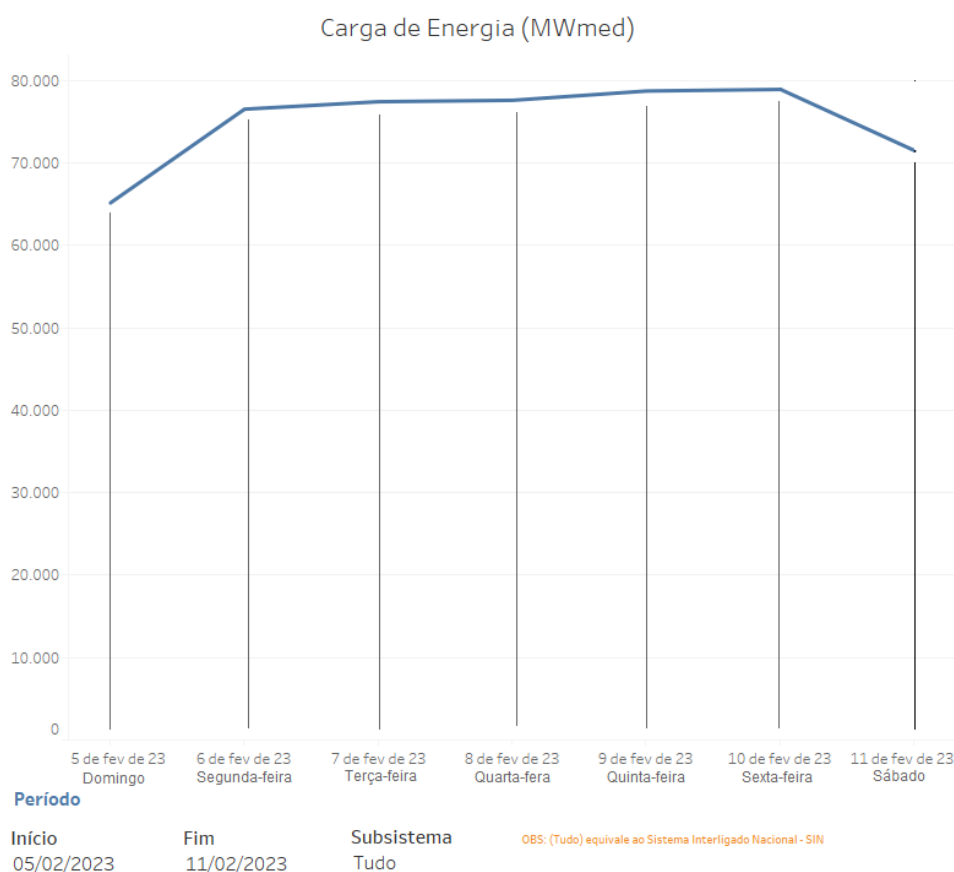
A variação geográfica indica como a carga de energia elétrica pode variar de acordo com a região do país. As regiões Nordeste e Norte possuem a menor representatividade quando comparados com as regiões Sudeste/Centro Oeste e Sul do país, que no mês de fevereiro de 2023 representou 75,37% do consumo total de energia elétrica (ONS, 2023).

2.7.2 Variação temporal

A variação temporal é classificada pela ONS como a carga de energia elétrica que varia ao longo do dia, mês e ano de acordo com o consumo geral de energia elétrica. Como pode-se verificar na figura 13, a carga durante uma semana útil no Brasil é consideravelmente maior

no horário comercial, com o pico 78.915 MW na sexta-feira, diferente dos finais de semana e feriados, onde a carga é menor. Durante o ano, o consumo de energia aumenta nos períodos mais quentes e mais frios por conta da utilização de sistemas de climatização.

Figura 13 – Consumo de carga de energia elétrica por semana no período de 05/02/2023 à 11/02/2023.



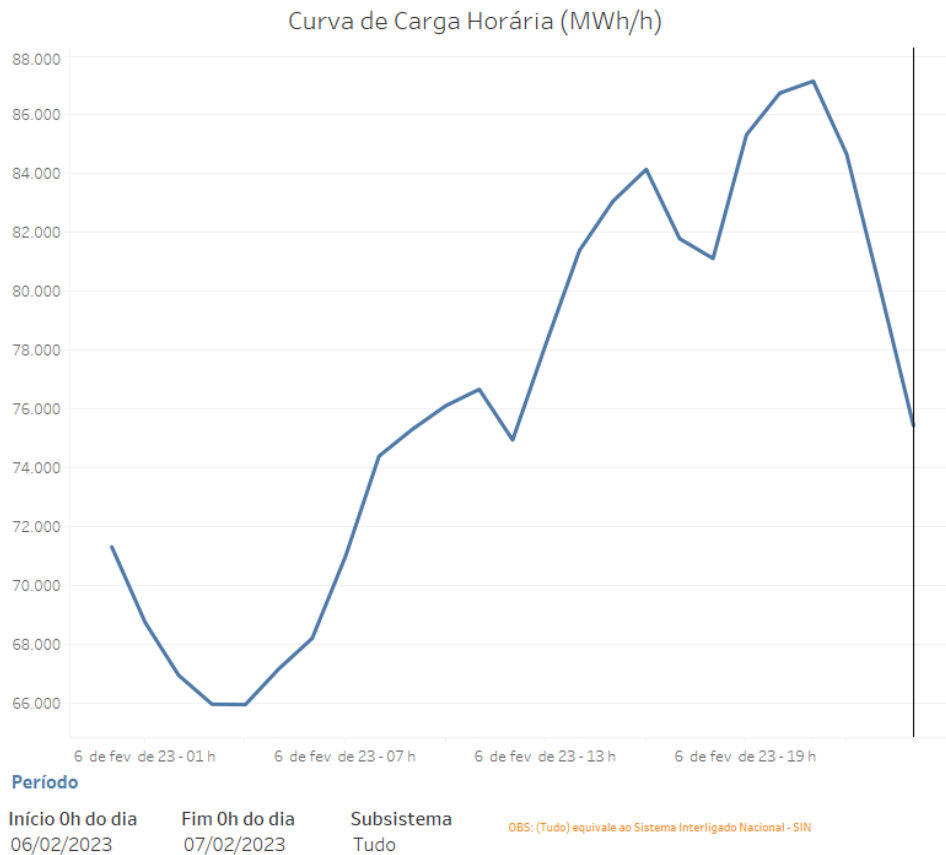
Fonte: Adaptado de (ONS, 2023)

Na figura 14 pode-se avaliar o perfil do consumo de carga por hora no período de 06 de fevereiro de 2023 à 07 de fevereiro de 2023. Nesse períodos pode-se identificar os picos de carga durante um dia útil no sistema energético brasileiro, onde as 21h o sistema atingiu o pico máximo de 87.149 MWh/h, caracterizando o período em que a população volta para as residências como o maior índice de consumo de energia elétrica (ONS, 2023).

2.7.3 Carga industrial e residencial

A demanda de carga elétrica no Brasil é predominantemente utilizada pelas indústrias que, em média, consome cerca de 40% da demanda total de energia elétrica produzida no país. A carga industrial pode variar de acordo com o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) e conseqüentemente o crescimento do setor industrial, demandando mais energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Já a demanda residencial é responsável por 30% do

Figura 14 – Consumo de carga de energia elétrica por hora brasileiro no período de 06/02/2023 à 07/02/2023.



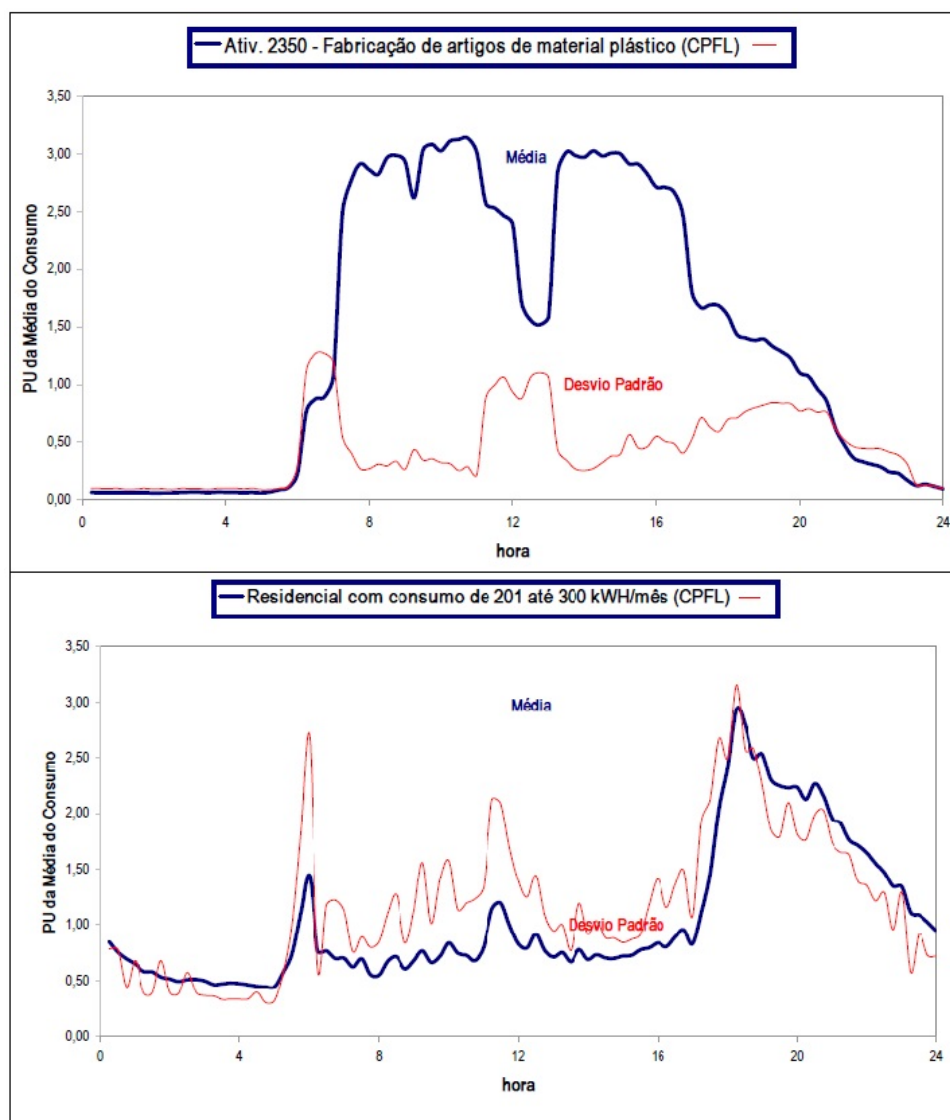
Fonte: Adaptado de (ONS, 2023)

consumo total de energia do SIN. Ela pode variar de acordo com a quantidade de sistemas de eletrodomésticos conectados a rede elétrica e conforme o perfil do consumidor. Na figura 15 pode-se avaliar o perfil de consumo do setor industrial de metal plástico e do grupo tarifário tipo B (residencial), no período de 24 h, no estado de São Paulo (ONS, 2023).

2.7.4 Carga comercial e serviços públicos

A demanda de carga do setor comercial representa 20% da energia elétrica consumida no Brasil. As características na variação da demanda são semelhantes as indústrias, variando conforme o crescimento da economia e do setor de consumo. O setor público abrange o consumo de serviços como a iluminação pública, prédios públicos, escolas e hospitais correspondendo em cerca de 10% do consumo total de energia elétrica no Brasil, variando conforme com o crescimento da infraestrutura pública (ONS, 2023).

Figura 15 – Consumo de energia elétrica no setor industrial e residencial no período de 2001 à 2003.



Fonte: Adaptado de (CPFL, 2003)

2.8 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os autores (DOLUWEERA *et al.*, 2020), realizam um estudo baseado em cenários sobre os impactos dos VE no consumo de energia e na sustentabilidade em Alberta, no Canadá. O estudo foi incentivado pela adesão do Canadá ao Acordo de Paris, onde o país se comprometeu a reduzir as emissões dos GEE em 30% abaixo dos níveis de 2005 até 2030. A província de Alberta foi escolhida por ter a matriz de geração de energia elétrica predominantemente alimentadas por carvão mineral, além da extração de combustíveis fósseis e do setor de transporte.

O estudo analisou os impactos na matriz de geração de energia elétrica e a emissão GEE provenientes dos VE nos sistema energético de Alberta. Como base do estudo, os autores utilizaram um sistema de simulação híbrido onde foi desenvolvido um componente que simula e

modela as frotas de VE. O modelo é capaz de simular seis diferentes taxas de conversão de VCI para VE com diferentes sistemas de carregamentos. O sistema de simulação utiliza um software comercial de simulação *AnyLogic 7*[®] que utiliza uma combinação de duas referências de simulação. A primeira utiliza uma dinâmica no sistema onde é executada uma rotina do fluxo de energia elétrica, em um período contínuo que utiliza parâmetros como a geração de energia elétrica nas usinas e a carga dos VE. Já a segunda combinação utiliza um método de simulação de eventos discretos, onde a rotina executa parâmetros que variam de acordo com pontos discretos em determinados períodos. Os parâmetros podem abranger a modelagem discreta do controle de decisões, modificação do estado de operação dos sistemas de geração de energia elétrica e a alteração estocástica do carregamento de VE. O modo de recarga é definido pelas seguintes características: desconectado (DESC), atrasado (ATRD) e método de carga adaptativo (MCA) (DOLUWEERA *et al.*, 2020).

A análise dos resultados foram baseadas nos seguintes cenários de simulação: sistema de transporte sem VE, 20% de VE (EV20-UC), 30% de VE (EV30-UC) e 40% de VE (EV40-UC) até 2030. As variações (EV30-DL) e (EV30-VF) mantêm a mesma taxa de inserção de VE no sistema de transporte, porém é alterado o método de carregamento. Como pode-se avaliar na tabela 3, a demanda de eletricidade aumenta consideravelmente conforme a taxa de introdução dos veículos elétricos aumenta porém a emissão de GEE não sofre muita alteração nos parâmetros iniciais. Como resultado geral do estudo, os autores concluem que a conversão de VCI para VE resulta na troca da queima de gasolina no setor de transporte para o consumo de combustíveis fósseis em usinas de geração de energia elétrica convencionais por conta do baixo índice da utilização de energias renováveis. Para obter um maior impacto na emissão dos GEE proveniente da introdução dos VE no sistema de transporte, é necessário uma conversão e reavaliação da matriz de geração de energia elétrica para diminuir a emissão dos GEE (DOLUWEERA *et al.*, 2020).

Os autores (TALJEGARD *et al.*, 2019) utilizaram com base de estudo o setor de transporte rodoviário da Escandinávia e Alemanha, onde ambos países sofrem pressão pela diminuição da emissão de CO₂ através da eletrificação da frota de veículos. Como metodologia do estudo os autores integraram os VE no sistema elétrico combinado da Escandinávia e da Alemanha utilizando dois modelos de simulação. O primeiro modelo utiliza o *Electricity Systems Investment model* (ELIN) que tem como objetivo minimizar os custos de desenvolvimento analisando mudança do sistema elétrico europeu através da projeção de investimentos para o setor de geração de energia elétrica até o ano de 2050. Ele também pode ser submetido aos principais parâmetros do modelo, como as projeções de uma determinada trajetória da emissão de CO₂. Já o segundo modelo *Electricity System Dispatch model* (EPOD) utiliza o detalhamento do sistema elétrico em que é submetido, juntamente com os preços praticados sobre os combustíveis e do CO₂. O modelo pode ser integrado aos dados referentes as linhas de transmissão que são gerados pelo ELIN para um determinado período de projeção. Para o estudo, o EPOD utiliza o ano de 2030 para as projeções e o modelo ELIN é executado até 2050, já que o sistema é preciso e pode

Tabela 3 – Resumo da demanda de carga elétrica e das emissões de GEE sob diferentes cenários em 2031

Parâmetros	Sem VE	EV20-UC	EV30-UC	EV40-UC	EV30-DL	EV30-VF
Nível de introdução do VE em 2020 (%)	0,0	5,0	8,0	11,0	8,0	8,0
Nível de introdução VE em 2030 (%)	0,0	20,0	30,0	40,0	30,0	30,0
Método de carregamento	-	DESC	DESC	DESC	ATRD	MCA
Total de emissões de GEE (MtCO ₂ eq)	38,2	37,7	37,5	37,2	37,6	37,6
Redução das emissões de GEE (% do setor de transporte de passageiros e setor elétrico em 2005)	34,1	35,0	35,3	36,0	35,2	35,2
Redução das emissões de GEE (% do total de emissões de Alberta em 2005)	8,6	8,8	8,9	9,0	8,8	8,8
VE cobrindo a demanda de eletricidade (GWh)	-	2500,0	3750,0	5000,0	3750,0	3750,0
Pico de demanda de eletricidade (GW)	13,3	14,2	14,7	15,2	13,4	13,4
Necessidade de nova geração além de nenhum cenário EV (MW)	-	350,0	1050,0	1750,0	0,0	0,0

Fonte: Adaptado de (DOLUWEERA *et al.*, 2020)

afetar os resultados do ano de 2030 (TALJEGARD *et al.*, 2019).

Para estimar o impacto dos VE no sistema de energia elétrica é necessário obter os seguintes dados: número total de VE, distância total percorrida pelo VE durante o período de um ano utilizando eletricidade, consumo de combustível por km e os padrões de viagem dos usuários de VE. Para este cenário o autor considera que todas as viagens dos VE sejam maiores que a autonomia da bateria. No estudo a projeção da introdução dos VE no sistema de transporte considera que 60% da frota do sistema de transporte seja composta por VE até o ano de 2030 e 100% até o ano de 2050. Como resultado da projeção de penetração, cerca de 38 milhões de VE serão inseridos no sistema de transporte até 2030 e 76 milhões até 2050. Para o estudo desenvolvido, as taxas de consumo de energia elétrica dos VE abrangem os seguintes valores:

- veículos de passeio - 0,16 kWh;
- caminhões leves - 0,33 kWh;
- ônibus - 1,19 kWh;

- caminhões pesados - 2,06 kWh;

Os valores de consumo citados não consideram a eficiência do motor elétrico e as perdas de transmissão de energia elétrica e mecânica. Para determinar os parâmetros das distâncias percorridas durante um ano, o estudo utilizou dados provenientes de estatísticas geradas na Suécia que são de 14.000 km, 41.000 km e 57000 km para caminhões leves, ônibus e caminhões pesados, sendo que carregamento das baterias dos VE de passageiros o estudo considera que seja necessário uma potência de 3,7 kW com eficiência de 95% , ou seja, 90% de ida e volta. Para determinar um padrão de viagem individual o estudo considera períodos no qual os VE estão consumindo energia elétrica e se recarregando, considerando o tempo extra em que os VE costumam levar para executar o carregamento. O estudo baseia-se em dados de *Global Positioning System* (GPS) colhidos de 429 veículos movidos a gasolina e diesel selecionados de forma aleatória onde ambos somam um total de 107.910 viagens registradas entre os anos de 2010 e 2012 na Suécia. O estudo projeta a desativação gradual do sistema de fornecimento de energia elétrica atual da região, que utiliza predominantemente combustíveis fósseis para a geração de energia, e na reformulação na matriz energética considerando o aumento na demanda de energia elétrica sujeita as restrições de emissão de GEE. A capacidade nominal líquida de geração considerada é de 10 MW, onde o estudo considera doze cenários de introdução dos VE agrupados da seguinte maneira: S1 (sem a introdução de VE), S2-S10 (apenas eletrificação de VE de passageiros com diferentes capacidades de carga na bateria e considerando baixa introdução de VE) e S11-S12 (eletrificação total da frota de veículos). Os dados são apresentados na tabela 4 (TALJEGARD *et al.*, 2019).

Considerando os cenários S1 à S12, o autor determina que para manter as taxas de emissão GEE deverão ser executados investimentos na área de geração e transmissão de energia elétrica na matriz de base fóssil transformando-a para renovável até 2030, pois o estudo apresenta um aumento concedível no consumo de energia elétrica ocasionado pela introdução dos VE no sistema de transporte, onde pode-se identificar este crescimento na figura 16. O total na emissão dos GEE proveniente do sistema de transporte e geração de energia se mantém praticamente o mesmo em todos os cenários (TALJEGARD *et al.*, 2019).

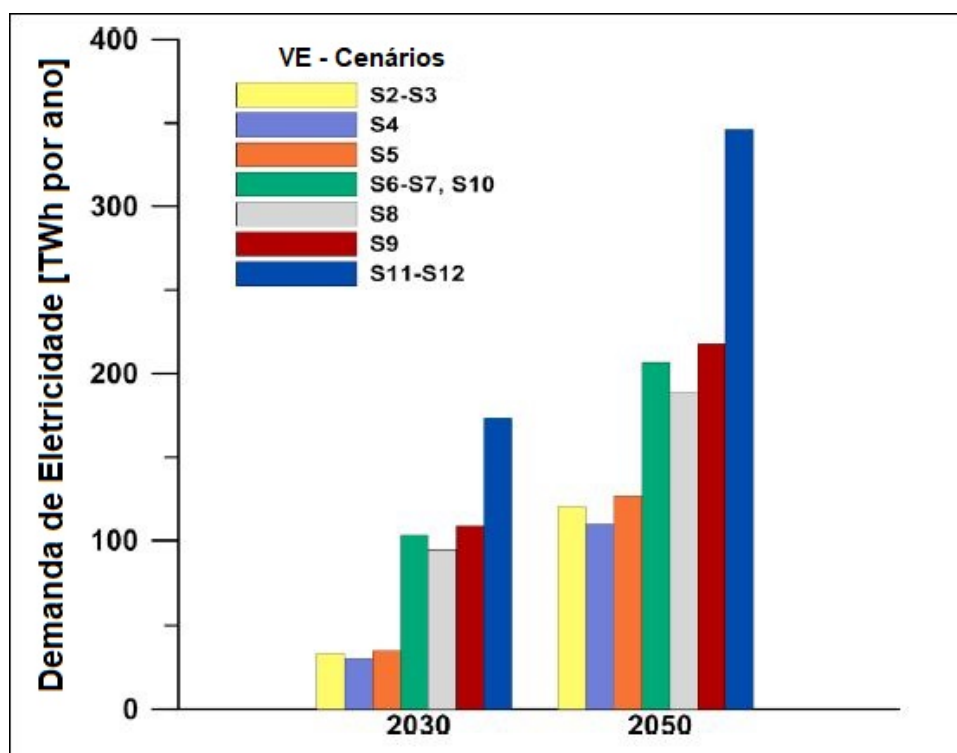
Analisando os modelos de simulação e considerando a otimização do tempo de carregamento dos VE, os resultados determinam que os diferentes perfis de condução que abrangem a recarga e descarga da bateria dos VE se comportam de forma distinta devido às diferenças na distância percorrida pelo condutor e o modo de condução. Além disso, o carregamento otimizado permite que a carga na rede elétrica seja distribuída, diminuindo a necessidade de novos investimentos na capacidade de gerenciar a carga de pico proveniente da introdução massiva de VE. (TALJEGARD *et al.*, 2019).

Tabela 4 – Estratégias de carregamento e cenários de eletrificação

Cenário	Participação de VE no ano de 2030/2050	Modo de transporte	Redução na emissão de CO2 no sistema elétrico até 2050	Tamanho da bateria do EV de passageiros [kWh]	Participação da distância rodoviária na eletricidade
S1	0%/0%	Passageiros	93%	0	0
S2	20%/60%	Passageiros	93%	30	0,93
S3	20%/60%	Passageiros	93%	30	0,93
S4	20%/60%	Passageiros	93%	15	0,85
S5	20%/60%	Passageiros	93%	85	0,98
S6	60%/100%	Passageiros	93%	30	0,93
S7	60%/100%	Passageiros	93%	30	0,93
S8	60%/100%	Passageiros	93%	15	0,85
S9	60%/100%	Passageiros	93%	85	0,98
S10	60%/100%	Passageiros	99%	30	0,93
S11	60%/100%	Passageiros, caminhão e ônibus	93%	30	1,0
S12	60%/100%	Passageiros, caminhão e ônibus	99%	15	1,0

Fonte: Adaptado de (TALJEGÅRD *et al.*, 2019)

Figura 16 – Estimativa das demandas anuais de eletricidade para VE na Escandinávia e na Alemanha para os anos de 2030 e 2050 para os cenários S2 a S12.

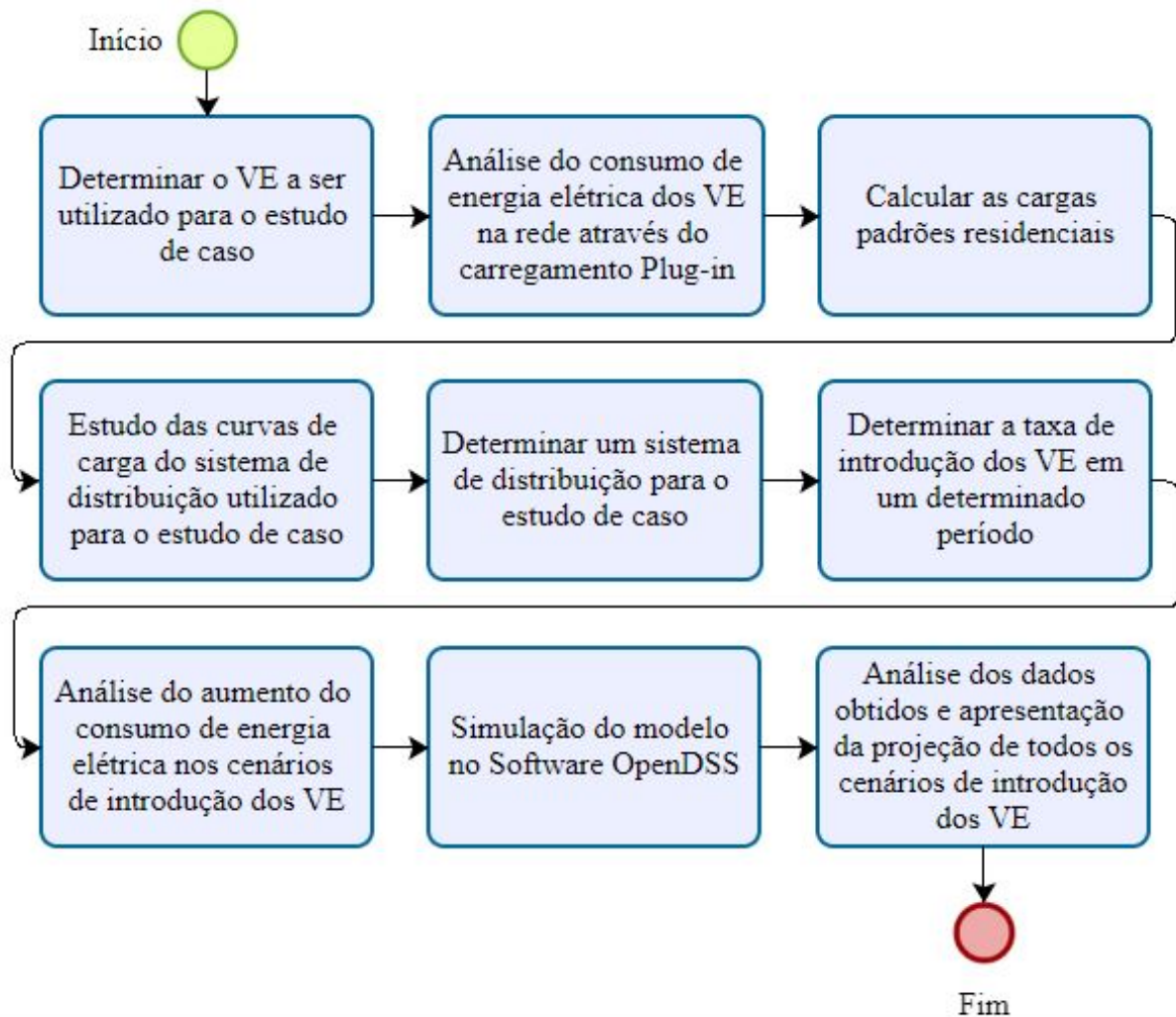


Fonte: Adaptado de (TALJEGÅRD *et al.*, 2019)

3 METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho. A análise aborda o impacto no sistema de geração de energia elétrica causado pela conversão gradual da frota de VCI para VE durante um determinado período. Os passos necessários para determinar a metodologia do trabalho são apresentados no fluxograma da figura 17.

Figura 17 – Fluxograma proposto para a metodologia do trabalho.



Fonte: (O autor, 2023)

3.1 ESCOLHA DO VEÍCULO ELÉTRICO PARA ESTUDO DE CASO

Atualmente, no mercado brasileiro, são comercializados diversos modelos de VE, variando preço, autonomia, desempenho, potência e demais características. Para determinar o modelo de VE que será utilizado no estudo de caso, deve-se avaliar o perfil específico de compra do consumidor e custo benefício da tecnologia. Para este trabalho serão considerados apenas os

VEB de uso doméstico, pois esta tecnologia necessita de maiores níveis de potência elétrica para executar o carregamento do veículo quando comparado aos híbridos, assim consequentemente impactando de maneira significativa o sistema de geração de energia elétrica. Esta informação é encontrada no capítulo anterior.

Para determinar o custo benefício dos VEB deve-se analisar o preço médio praticado no mercado e a autonomia do veículo, a fim de escolher um modelo que possivelmente os consumidores irão optar. Para determinar o modelo a ser utilizado no estudo de caso, serão analisados os modelos disponíveis no mercado brasileiro, comparando as características de cada modelo.

3.2 ANÁLISE DE CONSUMO DE ENERGIA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE

Para determinar o consumo de energia de um VE na rede elétrica, deve-se considerar fatores de eficiência energética do veículo, a capacidade da bateria, o modo de carregamento e as características de utilização do usuário.

A eficiência energética é obtida através dos dados informados pelo fabricante e disponibilizados no *datasheet* do veículo, onde a grandeza é determinada em kWh/100 km. Esse valor indica a quantidade de energia elétrica que o veículo consome para percorrer a distância de 100 km. Para determinar a autonomia, o fabricante leva em consideração fatores como a eficiência do motor de propulsão, a aerodinâmica, massa do veículo, sistemas de regeneração de energia proveniente das frenagens e a eficiência total do sistema. Os fabricantes disponibilizam dados baseados em testes padronizados com ciclos de condição urbana e mista, gerando valores médios que podem ser considerados na análise e simulação do trabalho em questão. Para o trabalho em questão, será definido o modo de carregamento residencial utilizando o carregador e o modo de carregamento indicado pelo fabricante do veículo.

Com os dados de autonomia estabelecidos através do modelo de VE padrão utilizado no estudo, deve-se determinar a quantidade em média de quilômetros rodados em um ano por veículo em circulação no sistema de transporte brasileiro a fim de gerar dados médios para parametrização. Os dados da quantidade de veículos domésticos e rodagem total são disponibilizados pelo Ministério da Infraestrutura e revistas de pesquisa automotivas, onde se pode-se obter as informações divididas em tipo de combustível, potência, marca, modelo do veículo e perfis de utilização anual.

Através da análise da quantidade total de quilômetros percorridos pelos veículos no Brasil, torna-se possível determinar o consumo de energia em um ano, estabelecendo o consumo por quilômetro do modelo de veículo definido para o estudo por meio da equação 3.1.

$$C_{km} = \frac{K_{total} \times P_{bateria}}{A_{veb}} \quad (3.1)$$

C_{km} = Consumo por km em um ano [kWh];

K_{total} = Quilômetro total rodado [km];

$P_{bateria}$ = Potência da bateria [kWh];

A_{veb} = Autonomia VEB [km];

Outro fator para a definição da análise do consumo de energia dos VE é a frequência com que o usuário irá recarregar o veículo. Com a média de quilômetros rodados em um dia, pode-se determinar a frequência de recarga do veículo e conseqüentemente o consumo médio de energia elétrica em um determinado período a fim de introduzir a carga adicional dos VE no modelo de simulação.

3.3 CARGA RESIDENCIAL

Para realizar as simulações do comportamento do sistema de distribuição de energia elétrica com a introdução dos VE, é necessário definir o consumo de energia padrão das unidades consumidoras do sistema escolhido para o estudo de caso. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) o consumo residencial representa 30,24% do total de energia consumida no Brasil conforme indicado na figura 18, fazendo parte da classe do grupo cativo do ambiente de contratação.

A classe de consumo residencial representa uma parcela significativa no consumo de energia elétrica através de cargas como eletrodomésticos, sistemas de climatização, motores elétricos de pequeno e médio porte entre outros dispositivos. Para determinar um consumo de energia elétrica médio das residências e comércios adotou-se os dados disponibilizados pela EPE, onde o órgão informa o consumo de energia elétrica mensal por classe, a região e número total das unidades consumidoras. Como as regiões possuem variabilidade de consumo significativo, a média de consumo será determinada através da análise regional, onde será definido uma região com os maiores índices de comercialização de VEB do Brasil. Com a informação da região base para o estudo de caso, pode-se definir o consumo de energia elétrica em um ano do setor residencial através da equação 3.2.

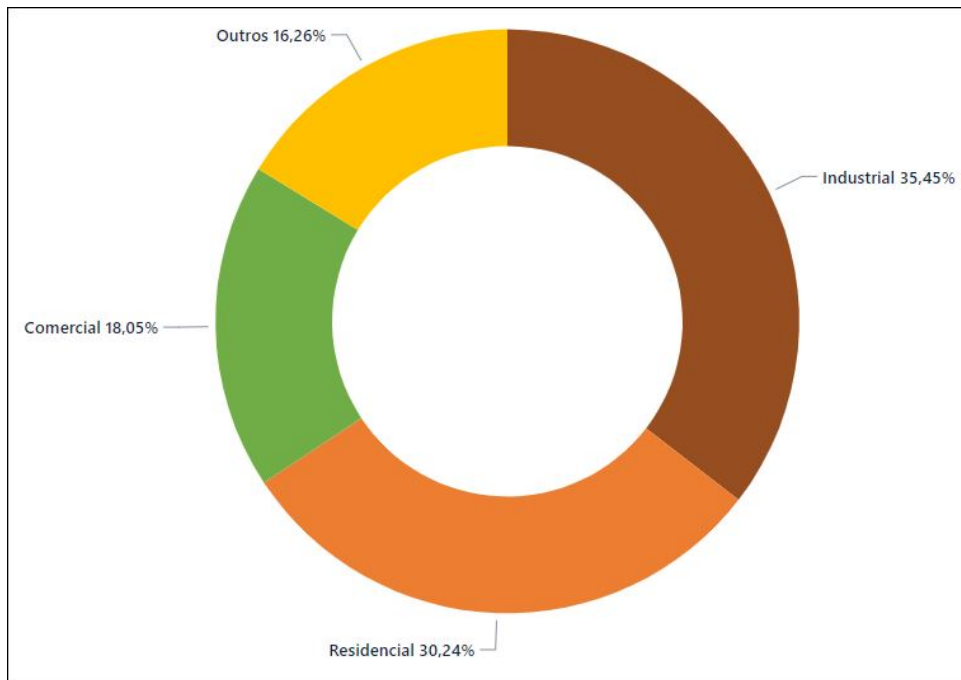
$$C_{residencia} = \frac{C_{total}}{NT_{consumidores}} \quad (3.2)$$

$C_{residencia}$: Consumo médio total por residência em um ano [kWh];

C_{total} : Consumo total total por setor em um ano [kWh];

$NT_{consumidores}$: Número total de consumidores por região;

Figura 18 – Consumo de energia elétrica médio por classe.



Fonte: (EPE, 2023)

Com o consumo médio total por setor em um ano, pode-se determinar o consumo médio diário de energia elétrica através da equação 3.3.

$$C_{diário} = \frac{C_{setor}}{D} \quad (3.3)$$

$C_{diário}$ = consumo médio diário de energia elétrica por residência [kWh];

$C_{residencia}$: Consumo médio total por residência em um ano [kWh];

D = número total de dias em um ano;

Utilizando a média diária do consumo total residencial, é possível estabelecer a curva de carga durante um intervalo de 24 h, visando a elaboração de um procedimento de simulação do consumo energético global, considerando a integração progressiva dos VE no sistema de geração de energia elétrica.

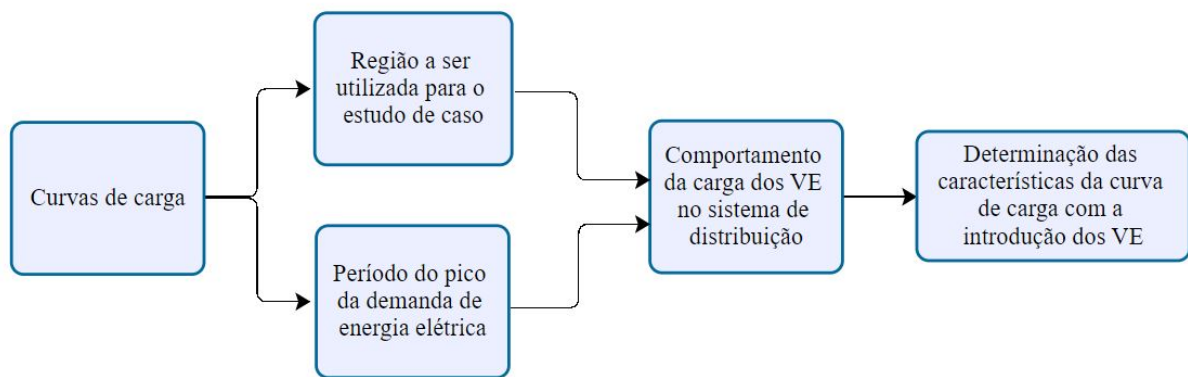
3.4 ESTUDO DAS CURVAS DE CARGA

Com o trecho de distribuição de energia elétrica e a definição dos padrões de consumo, é possível obter as curvas de carga típicas do sistema de distribuição de energia elétrica. Essa análise é realizada com base nos dados fornecidos pela ONS, que disponibiliza informações sobre os picos de demanda de energia por região em horas específicas do dia. Ao considerar os dados fornecidos pela ONS, é possível identificar os períodos de maior demanda de energia

elétrica em uma região específica. Esses picos de demanda refletem o consumo máximo de energia em determinadas horas do dia, sendo essenciais para o dimensionamento e a operação adequada do sistema de distribuição. Através da análise desses dados, é possível estabelecer as curvas de carga típicas, que representam graficamente a variação da demanda de energia ao longo de 24 h.

Com o pico na demanda por energia elétrica estabelecido, pode-se determinar o planejamento da capacidade de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, permitindo o dimensionamento adequado dos equipamentos e infraestruturas envolvidos. Ao obter as curvas de carga típicas, é possível compreender o comportamento do consumo de energia em diferentes momentos do dia e ao longo do ano, considerando também fatores sazonais, variações diárias e a introdução dos VE no sistema. As etapas para determinação das características da curva de carga são divididas conforme a figura 19.

Figura 19 – Etapas para determinar as características da curva de carga com a interação dos VE.



Fonte: (O autor, 2023)

Com a integração da carga proveniente do carregamento dos VE e a média de consumo diário de energia, pode-se determinar as características do consumo no horário de pico, momento onde o sistema de alimentação opera com maior demanda de energia elétrica. Os dados determinados serão utilizados para a simulação do fluxo de potência do sistema integrado com o consumo padrão e o carregamento dos VE, assim parametrizando o modelo de distribuição com os picos de consumo de energia nos períodos críticos da operação do sistema.

Outro fator determinante para a modelagem da curva de carga e padrões de consumo de energia elétrica comercial é a potência ativa constante residencial. Esse fator será definido através da equação 3.4.

$$Pac = \frac{C_{diário}}{N_{hora}} \quad (3.4)$$

P_{ac} = potência ativa constante [kW];

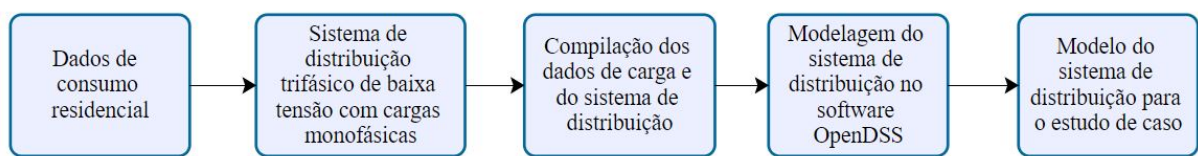
$C_{diário}$ = consumo médio diário de energia elétrica por residência [kWh];

N_{hora} = número total de horas em um dia [h];

3.5 ESTUDO DE CASO PARA UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para simular o impacto causado pela conversão da frota de VCI para VE, será utilizado como base do estudo um sistema de distribuição modelo aplicado no software OpenDSS. O sistema de distribuição a ser desenvolvido para a simulação do estudo de caso deve atender as características de uma carga residencial cujo a rede de distribuição seja alimentada por um sistema trifásico de baixa tensão com cargas monofásicas distribuídas por fases desbalanceadas. O sistema trifásico possui três fases de operação de baixa tensão nominal divididas de forma desigual entre as fases do sistema. O sistema desbalanceado deve-se as cargas monofásicas estarem distribuídas de forma física com desigualdade e o consumo de energia elétrica possuir características distintas em diferentes pontos do sistema, assim resultando em níveis de corrente elétrica fluindo em cada fase do sistema de distribuição com grandezas distintas. Para o presente trabalho será utilizado um sistema de baixa tensão de 380/220 V com a configuração de estrela triângulo permitindo uma melhor distribuição de tensão entre as fases para as cargas monofásicas. As etapas para determinar o modelo do sistema de distribuição deverá ser disposto conforme indicado na figura 20.

Figura 20 – Etapas para determinar o sistema de distribuição de energia elétrica para o estudo de caso.



Fonte: (O autor, 2023)

A potência do transformador será definida conforme o número de consumidores do modelo a ser utilizado no estudo de caso e a média do consumo de energia elétrica estabelecido nas demais etapas da metodologia, levando em conta que a região de consumidores será de classe residencial. As demais características do sistema de distribuição serão disponibilizadas nos resultados do estudo utilizando como base as demais variáveis apresentadas na metodologia.

Como projeção de aumento de carga no sistema de distribuição, o estudo de caso irá utilizar a taxa de 3,4% de crescimento ao ano, valor considerado pelo EPE. Esse fator é responsável pelo dimensionamento adequado do transformador utilizado neste trabalho (EPE, 2023).

Para o dimensionamento do transformador, será considerado o fator de sobrecarregamento de 1,4, considerado nos estudos da referencia abaixo, aplicado a equação 3.5 que define a potência nominal do transformador.

$$S_{nominal} = \left(\frac{D_{máxima}}{F_c} \right) \times (1 + k)^n \quad (3.5)$$

S_{nominal} : Potência nominal do transformador [kVA];

D_{máxima} : Demanda máxima [kVA];

F_c : Fator de sobrecarregamento;

k : Taxa de crescimento de carga anual [%];

n : Fator de sobrecarregamento;

Para validar o dimensionamento do transformador determinado na equação 3.5, que irá alimentar o modelo de sistema de distribuição de energia elétrica, o trabalho utilizará o fator de utilização do equipamento conforme indicado na equação 3.6. Esse fator deve ser menor ou igual a 1 para caracterizar uma operação sem sobrecarga. Para este trabalho, o fator de utilização do transformador deve ser de aproximadamente 0,5 ou 50% da capacidade nominal do equipamento para caracterizar um sistema sem sobrecargas (MARTINEZ, 2023).

$$F_{utilização} = \frac{D_{máxima}}{C_{sistema}} \quad (3.6)$$

F_{utilização} = Fator de utilização;

D_{máxima} = demanda máxima [kW];

C_{sistema} = capacidade do sistema [kVA];

O modelo do sistema de distribuição deverá atender as características de um sistema de distribuição brasileiro padrão da classe de alimentação residencial de baixa potência. O modelo deve atender as normas de distribuição de energia elétrica brasileira, afim de estabelecer resultados aplicáveis ao sistema integrado de distribuição.

3.6 INTRODUÇÃO GRADUAL DE VE NO SISTEMA DE TRANSPORTE EM UM PERÍODO

Para determinar a introdução gradual dos VE no sistema de transporte, deve-se definir o período total da projeção baseando-se na relação entre a renovação da frota de veículos e a conversão para VE em um determinado período. Para obter os dados de renovação da frota,

pode-se analisar os dados obtidos pelos os órgãos de pesquisa na fabricação e venda de veículos como a Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA). A associação disponibiliza dados como o número total de licenciamentos de todas as categorias dos veículos, tipo de combustível, empresa fabricante, potência do veículo e número total de veículos fabricados nos últimos doze anos, assim viabilizando o estudo da renovação da frota de veículos e taxa de conversão de VCI para VE. Para calcular a taxa da conversão da introdução direta de VE, pode-se utilizar a equação 3.7.

$$P_{ve} = \left(\frac{N_{ve}}{V_{total}} \right) \times 100 \quad (3.7)$$

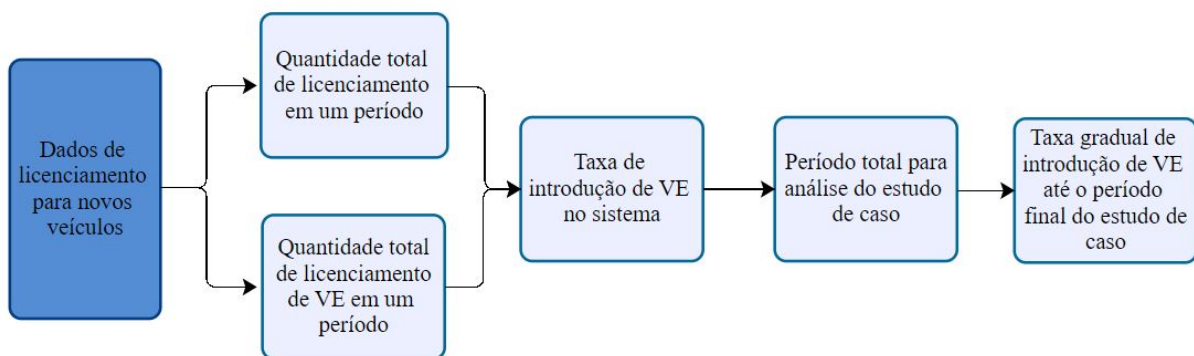
P_{ve} : Porcentagem de introdução dos Veículos Elétricos [%];

N_{ve} : Número de Veículos Elétricos vendidos em um ano;

V_{total} : Total de veículos em circulação;

Com a porcentagem da introdução dos VE no sistema de transporte definido, pode-se determinar a relação entre a Taxa de Renovação da Frota de Veículos (TRFV) e a Taxa de Conversão de Veículos a Combustão para Veículos Elétricos (TCVE), onde a medida em que a taxa de TRFV aumenta, espera-se que conversão para VE seja positiva, pois as condições em que o mercado de veículos se encontra é de incentivo para o consumo de tecnologias com maior sustentabilidade que podem influenciar a decisão do consumidor. Os parâmetros para a análise da introdução dos VE no sistema são divididos conforme a figura 21.

Figura 21 – Parâmetros para determinar a taxa de introdução dos VE no sistema de transporte.



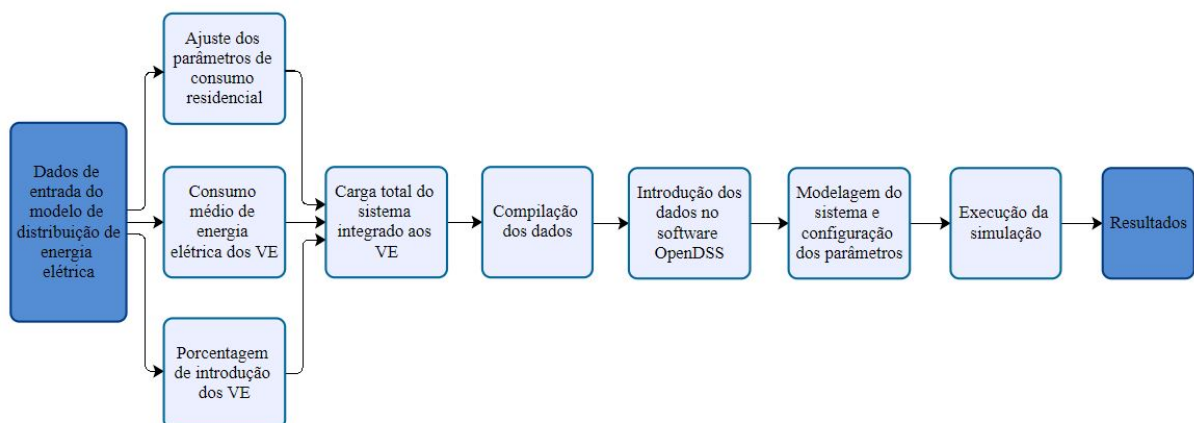
Fonte: (O autor, 2023)

Com a análise dos dados obtidos, pode-se definir a TCVE e determinar os cenários de introdução dos VE no sistema de transporte em um período, onde a mudança das características da frota poderão impactar o sistema de geração de energia elétrica. Os dados serão utilizados para a compilação e simulação do sistema de distribuição de energia elétrica com a carga adicional gerada para introdução gradual e temporal de VE no sistema a ser utilizado no estudo de caso.

3.7 IMPACTO DO AUMENTO DO CONSUMO DE ENERGÉTICA ELÉTRICA COM A INTRODUÇÃO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

O impacto do aumento do consumo proveniente da integração gradual dos VE pode ser encontrado utilizando os dados do consumo médio total de energia elétrica de uma residência, considerando as curvas de carga e a taxa de introdução dos VE ao longo de um período. Para determinar o impacto, o estudo irá analisar o fluxo de potência da operação de um sistema de distribuição no período de 24 h utilizando o software OpenDSS, responsável por simular sistemas de distribuição de energia elétrica. Os dados de entrada para alimentar o sistema devem conter as informações do trecho do sistema de distribuição escolhido para o estudo de caso como, a alimentação do sistema, tensões de operação, distância da rede elétrica e o número de total de consumidores do trecho. A simulação do fluxo de potência integrado a introdução dos VE no sistema será dividida conforme os passos representados na figura 22.

Figura 22 – Passos para a simulação do fluxo de potência.



Fonte: (O autor, 2023)

Os parâmetros para a modelagem da simulação levam em consideração a potência do alimentador da rede alocado na subestação do sistema de distribuição, onde no conjunto de dados será informado os parâmetros da tensão nominal, queda de tensão, impedância, proteção de sobrecorrente e configuração da construção. Para a sistema de distribuição, são considerados os dados de resistência elétrica, reatância, comprimento da linha e a corrente nominal da operação. Como o sistema será limitado a um trecho de consumidores, serão desprezados os parâmetros de compensação série e capacitância mútua. Outro componente fundamental para a simulação do sistema de baixa tensão são os transformadores, que serão determinados através do modelo padrão do sistema de distribuição os parâmetros de potência nominal, tensão nominal, corrente nominal, relação de transformação e impedância do conjunto.

Com os dados modelados e configurados, pode-se executar a simulação no software e obter os resultados como a tensão de todos os barramentos estabelecidos, determinando a magnitude, a fase das tensões em diferentes pontos da linha, potência ativa e reativa do sistema.

Outro resultado esperado da simulação são as curvas de cargas que representam a potência total atingida pelo sistema em relação a um período específico, que poderá determinar se o sistema irá operar em sobrecarga através da análise do pico da demanda e a potência nominal do transformador. Utilizando os resultados descritos, pode-se executar a simulação com diferentes taxas de introdução de VE, alterando a carga total do sistema e conseqüentemente projetando os possíveis impactos no sistema de distribuição de energia elétrica em um determinado período.

3.7.1 Software OpenDSS

O software OpenDSS (Open Distribution System Simulator), é utilizado para análise de sistemas de distribuição de energia elétrica, onde ele utiliza técnicas de análise nodal para modelar redes e ramificações. O sistema utiliza diferentes componentes, como geradores, transformadores, capacitores, linhas de distribuição, reguladores de tensão e dispositivos de proteção para a rede, enquanto os algoritmos processam as equações de fluxo de potência, fornecendo informações precisas sobre tensão, corrente e perdas de energias no sistema. Ele pode operar utilizando como modelo sistemas balanceados ou desbalanceados usando cargas monofásicas e trifásicas com fontes de geração distribuídas como áreas pontuais de análise. O software oferece o suporte para script e automação por meio de um *Application Programming Interface* (API), onde permite que o usuário desenvolva rotinas de análise personalizadas ou integrem o OpenDSS a outras ferramentas e linguagens de programação para maior integração. As aplicações do software variam de análise de estabilidade de tensão, integração de energia renovável e posicionamento ideal de unidades de geração distribuída utilizando uma linguagem de código aberto. O OpenDSS também oferece amplo suporte à integração de dispositivos, bem como suporte a scripts, permitindo que os modelos padrões disponibilizados pelo software possam ser adaptados para um determinado estudo de caso (EPRI, 2023).

3.7.2 Parâmetros para avaliação dos resultados da simulação

Para verificar as variações permitidas nas magnitudes das grandezas elétricas analisadas neste trabalho, o estudo de caso irá considerar as variações de tensão conforme normas técnicas das operadoras de distribuição. Na tabela 5, verifica-se os níveis de variação de tensão aceitáveis para um sistema de distribuição secundário, conforme os documentos de regulação PRODIST indicados na GED - 3667 (CPFL, 2023).

Tabela 5 – Limites adequados para variação de tensão no secundário

Tensão Nominal (V)	Limites adequados para variação de tensão no secundário	
	Mínimo (V)	Máximo (V)
220/127	202/117	231/133
380/220	350/202	399/231
230/115	212/106	242/121

Fonte: (CPFL, 2023)

Variações de tensão além dos limites estabelecidos da tabela 5 podem causar problemas de fornecimento de energia elétrica para os consumidores, além de causar danos ao transformador como perda de eficiência, sobreaquecimento, perdas na capacidade de carga e distorções harmônicas.

A variação da potência do transformador é outro fator que determinará se o equipamento está operando em sobrecarga ou não. O transformador trifásico de um sistema de distribuição classe 55°C utilizado atualmente pela CPFL, pode suportar cargas acima da capacidade nominal, em um determinado período, desde que seja balanceada por uma carga abaixo da capacidade nominal, no restante do período. Com essa característica a vida útil do equipamento pode ser estendida, evitando manutenções contínuas e interrupções no sistema (CPFL, 2023).

Geralmente o carregamento do transformador varia de cargas abaixo de 25% da potência nominal até sobrecargas iguais ou maiores que 150%. Com isso pode-se definir que o transformador opera em sobrecarga quando o carregamento é maior que a carga nominal. Os níveis de sobrecarga aceitáveis para a operação balanceada do equipamento devem ser inferior a 150% de sua capacidade nominal, níveis acima deste valor, implicam em geração de calor por conta da corrente excessiva, ocasionando queda de tensão superior a 5% da tensão nominal, além de danos estruturais que podem causar o envelhecimento precoce e avarias permanentes no equipamento.

Na tabela 6 se verifica a relação da aceleração de envelhecimento do transformador com a sobrecarga de até 8 h, período próximo ao carregamento do VEB. Esses dados consideram um carregamento inicial de até 75% e uma temperatura ambiente de 30°C.

Tabela 6 – Aceleração de envelhecimento do transformador com a sobrecarga de até 8 h.

Tempo de Sobrecarga	Perda de Vida Extra (%)	Temperatura Máxima no Enrolamento (°C)	Pico de carga (p.u.)
8 h	Normal	127,00	1,25
	0,05	147,00	1,43
	0,10	155,00	1,50
	0,50	176,00	1,67

Fonte: Adaptado de (MONIZ, 2007)

Com a carga a cima de 150%, a temperatura do óleo pode atingir mais de 130 °C diminuindo a concentração de oxigênio no óleo isolante possibilitando a oxidação do fluido, danos no papel isolante e formação de gases provenientes do óleo isolante. Na tabela 7 pode-se verificar os limites de carregamento aceitáveis para a operação do transformador. Esses parâmetros foram utilizados para analisar os resultados das simulações (MONIZ, 2007).

Variação na corrente do sistema está relacionada com a potência e tensão em que o modelo de distribuição é submetido. Conforme o sistema é sobrecarregado, é gerado um aumento de corrente no sistema, danificando o equipamento dependendo do nível de variação. A sobrecorrente em determinados níveis, além de diminuir a vida útil do equipamento pode

Tabela 7 – Limites de carregamento aceitáveis para a operação do transformador.

Limites de Carregamento do Transformador	
Operação sem Sobrecarga	Carga <Potência Nominal do Transformador
Sobrecarga	Carga >Potência Nominal do Transformador
Sobrecarga com Carregamento Balanceado	Carga <150% da Carga nominal
Sobrecarga em Níveis Críticos	Carga >= 150% da Carga nominal

Fonte: Adaptado de (MONIZ, 2007)

causar interrupções no sistema através da detecção deste aumento da corrente nominal pelos sistemas de proteção. Para avaliar a variação de sobrecorrente do sistema, pode-se considerar os dados da tabela 8, onde nela são informados os dados de corrente do transformador. Esse fator é a maior corrente que o equipamento pode suportar sem que o sistema de proteção elo fusível seja acionado por conta da sobrecorrente, interrompendo o fornecimento de energia elétrica. Em situações de normais de operação, o transformador pode entregar a corrente nominal, continuamente, por um período indeterminado sem que haja aumento indevido da temperatura de funcionamento. Nessas condições, a vida útil pode chegar a 20 anos sem substituição (CPFL, 2023).

Tabela 8 – Limites de sobrecorrente no transformador trifásico.

Potência (kVA)	Tensão (kV)	Corrente Nominal (A)	Corrente Máxima (A)
15	13,8	0,63	1,18
30	13,8	1,26	2,35
45	13,8	1,88	3,53
75	13,8	3,14	5,88
112,5	13,8	4,71	8,82
150	13,8	6,28	11,77
225	13,8	9,41	17,65
300	13,8	12,55	23,53

Fonte: Adaptado de (CPFL, 2023)

Com os dados da tabela 8, pode-se avaliar os impactos da sobrecorrente levando em consideração a corrente nominal do transformador do estudo de caso.

3.7.3 Análise dos dados obtidos e projeção de cenários da introdução dos veículos elétricos

Com a análise dos dados obtidos na simulação, em diferentes níveis de introdução dos VE, pode-se determinar o impacto da carga adicional no sistema de distribuição e geração de energia elétrica através da projeção da demanda em um determinado período. Com os resultados provenientes da simulação, é possível analisar a capacidade de abastecimento de energia elétrica atual em relação a demanda amplificada pela introdução dos VE, assim como a projeção

futura para a geração de energia elétrica em relação ao aumento da carga projetada nos cenários de introdução. Também pode-se determinar se o sistema modelo irá operar em sobrecarga no período do teste e no momento dos picos de consumo nos respectivos cenários de introdução dos VE. Os dados da projeção da geração de energia elétrica pode ser obtido através da ANEEL e outros órgãos regulamentadores que disponibilizam as informações como potência outorgada e potência fiscalizada para os próximos anos. Essas informações irão permitir a execução de uma análise dos resultados da simulação, determinando possíveis instabilidades e subdimensionamentos dos sistemas integrados de energia elétrica.

4 RESULTADOS

Nas próximas páginas são apresentados os resultados do estudo de casos seguindo as etapas do fluxograma apresentado na metodologia. Os resultados apresentam os impactos no sistema de distribuição de energia elétrica ocasionado pela carga adicional proveniente do carregamento residencial dos VEB em redes de baixa tensão.

4.1 ANÁLISE PARA ESCOLHA DO MODELO DE VEÍCULO ELÉTRICO

Para a escolha do modelo específico de VEB, foi realizado um estudo para verificar os modelos disponíveis no mercado brasileiro. O Apêndice A apresenta os modelos comercializados no Brasil, juntamente com suas características, como preço de comercialização atualizado, autonomia do veículo, potência da bateria e do motor e a taxa de quilometragem pelo custo do VEB. A taxa de (km/R\$) é um fator para classificar o custo-benefício de cada modelo de VEB, onde ela deve ser igual ou superior a 1 para opções com melhor relação entre autonomia e preço comercializado.

Ao considerar somente consumidores residenciais para o estudo de caso, outro fator analisado nos modelos de VE é o modo de carregamento disponível em cada tecnologia. O objetivo é selecionar um modelo que seja mais compatível com as instalações de uma residência padrão, considerando o menor tempo de recarga padrão e que não haja a necessidade de readequação da instalação elétrica existente da residência. A tabela 9 apresenta os cinco modelos de VEB com a maior taxa (km/R\$) e seus respectivos modos de carregamento.

Tabela 9 – Modos de carregamento de VEB com as maiores taxas (km/R\$).

Modelo	Taxa (km/R\$)	Carregamento
Renault Kwid ET	2,04	13 h Carga em tomada de 220V e 5h em Wallbox
Caoa Chery iCar	2,03	13 h Carga em tomada de 220V e 5h em Wallbox
BYD Dolphin	1,95	0,5 Carga rápida e 7,25 h em Wallbox
JAC E-JS1	1,84	10 h Carga em tomada 220V e 5 h em Wallbox
Keyton WX7	1,71	10 h Carga em tomada 220V e 1 h em Wallbox

Fonte: Adaptado de (AUTOPAPO, 2023)

Os modelos analisados possuem dois tipos de carregamento: carregamento rápido e carregamento lento. Ambos os modos podem ser executados através dos dispositivos de carregamento *WallBox* instalados nas residência que contenham as instalações devidamente dimensionadas e atendendo as normas vigentes de instalação elétrica residencial.

Ao analisar os VEB disponíveis no mercado com a maior taxa (km/R\$), os modelos Caoa Chery iCar e Renault Kwid ET não serão considerados pela baixa adesão dos consumidores. Juntos em agosto de 2023, os modelos venderam somente 24 unidades, enquanto o BYD

Dolphin vendeu 371 unidades. Segundo ABVE os modelos ocupam somente a 13^o e 22^o colocação entre os mais vendidos, não sendo indicados para a modelagem do estudo de caso (ABVE, 2023).

O modelo BYD Dolphin se destaca por apresentar um dos melhores custo-benefício e ser o modelo de VEB mais vendido de agosto de 2023 e o 8^o entre todos os eletrificados. Segundo a ABVE, a fabricante do modelo BYD Dolphin vem aumentando suas vendas anualmente atingindo a segunda posição de VEB mais vendidos no Brasil no primeiro semestre de 2023. Além disso, o modelo possui sistemas de segurança e tecnologia superior às outras opções da mesma faixa de preço. O VEB oferece um sistema de carregamento doméstico de 60 kW DC e 7 kW AC, executando o carregamento em dois modos: modo de carregamento rápido e normal. O modo de carregamento rápido é executado com uma fonte *WallBox* contactada a alimentação principal da residência, já o modo normal pode ser feito através do carregador simples ligado à uma tomada de uso padrão. Com a carga total da bateria, o BYD Dolphin pode percorrer 291 km em condições normais de trânsito. A tabela 10 fornece os dados elétricos mais relevantes para este trabalho. A ficha técnica completa do modelo escolhido pode ser verificada no Anexo A.

Tabela 10 – Dados elétricos do VEB escolhido para o estudo de caso.

Descrição	Características
Autonomia elétrica - Combinado WLTP (km)	291
Tipo de Bateria	Bateria Lâmina BYD (LFP)
Capacidade nominal (kWh)	44,9
Potência de carregamento (kW)	60 DC; 7 AC
Tempo de carregamento DC (30-80%, min)	30 minutos (DC)
Tempo de carregamento AC (100%, h)	7,25 horas (AC) - WallBox
Função V2L	Item de série

Fonte: Adaptado de (CARBLOG, 2023)

Com as informações apresentadas anteriormente, o modelo foi escolhido para parametrizar o estudo de caso, pois apresenta boas condições de adesão para o perfil de consumidor considerado no trabalho.

4.1.1 Consumo de energia dos veículos elétricos na rede

O VEB BYD Dolphin selecionado para o estudo de caso possui uma eficiência energética de 15,43 kW/100 km. A capacidade nominal da bateria é de 44,9 kWh, e o fabricante informa que o veículo tem autonomia de 291 km. Para o estudo de caso, foi considerado o modo de carregamento residencial padrão, utilizando o carregador *WallBox* homologado e disponibilizado pela fabricante do veículo. A potência de saída desse dispositivo é de 7 kW. Com essa configuração de carregamento, o consumo de energia para carregar completamente a bateria é de 50,74 kWh.

Com base na autonomia e no consumo de energia elétrica proveniente do carregamento do VEB, pode-se determinar o consumo de energia na rede de distribuição, levando em consideração o perfil de consumidores que tornam o VE como uma opção para a locomoção. A venda de VE é predominantemente concentrada em grandes centros urbanos onde a maior parte da utilização é para locomoção e viagens curtas. Neste estudo de caso, foram considerados os dados de locomoção e consumo do estado de São Paulo por conta da maior adesão por VE nesta região conforme descrito no capítulo 3.(ABVE, 2023).

Considerando a concentração de consumo em um estado predominantemente urbanizado como São Paulo, o estudo de caso considerou a quilometragem média anual de 13.000 km. Essa estimativa foi atribuída para um perfil de consumidor de VEB que predominantemente executa deslocamentos para o trabalho, demandas pessoais, necessidade básica, lazer e viagens de curta e média distância (AUTOPAPO, 2023).

Com base na quantidade total de quilômetros rodados por ano pelo perfil padrão de consumidor de VE, foi determinado através da equação 3.1 o consumo de energia elétrica de um ano por quilômetro rodado. O resultado encontrado foi de 2005,84 kWh, considerando os parâmetros do VEB escolhido para o estudo de caso. Com esses dados obtidos, pode-se concluir que o consumo médio diário de um perfil de consumidor caracterizado é de 5,49 kWh. Considerando que o usuário padrão de VEB roda, em média, 1083 km por mês pode-se definir que ele deverá recarregar 3,72 vezes por mês levando em conta a autonomia do modelo padrão e capacidade da bateria.

4.2 CARGA RESIDENCIAL PADRÃO

O consumo de energia no Brasil possui uma variabilidade considerável por região. Essa diferença é proveniente da desproporcionalidade de densidade populacional, atividades econômicas e amplitude térmica entre as regiões. Para definir um consumo de energia elétrica padrão, o estudo levou em consideração a região que contém os maiores índices de consumo de VE. A região sudeste contempla mais de 48,5% dos VE vendidos no país, com isso essa região foi utilizada para definir os parâmetros de consumo residencial. Na tabela 11 pode-se verificar o consumo de energia elétrica por região.

Tabela 11 – Consumo total de energia elétrica em 2022 (MWh) por região.

Região Geográfica	Consumo Total em 2022 (MWh)
Norte	22.465.028
Nordeste	63.430.213
Sudeste	142.198.071
Sul	50.121.634
Centro-Oeste	27.694.244

Fonte: Adaptado de (EPE, 2023)

A tabela 12 disponibiliza os dados referentes ao número total de consumidores residen-

ciais por região. Com esses dados, foi determinado consumo do setor residencial padrão anual da região sudeste por residência através da equação 3.2, resultando em 4.073,93 kWh.

Tabela 12 – Número total de consumidores residenciais por região.

Região	Número Total de Consumidores
Norte	4.972.441
Nordeste	21.075.371
Sudeste	34.904.428
Sul	11.038.739
Centro-Oeste	6.065.911

Fonte: Adaptado de (EPE, 2023)

Com a média de consumo total anual de energia elétrica, pode-se determinar através da equação 3.3 o consumo diário de 11,16 kWh. Esse parâmetro determina a potência ativa da residência através dos dados obtidos da curva de carga utilizada para o estudo de caso. A potência ativa em uma residência determina a quantidade de energia consumida pelos equipamentos elétricos em um determinado período. Esse parâmetro envolve o trabalho efetivo, como a utilização de equipamentos elétricos, dispositivos de climatização e iluminação, sendo fundamental para a determinar a capacidade da infraestrutura elétrica da residência e da rede de distribuição.

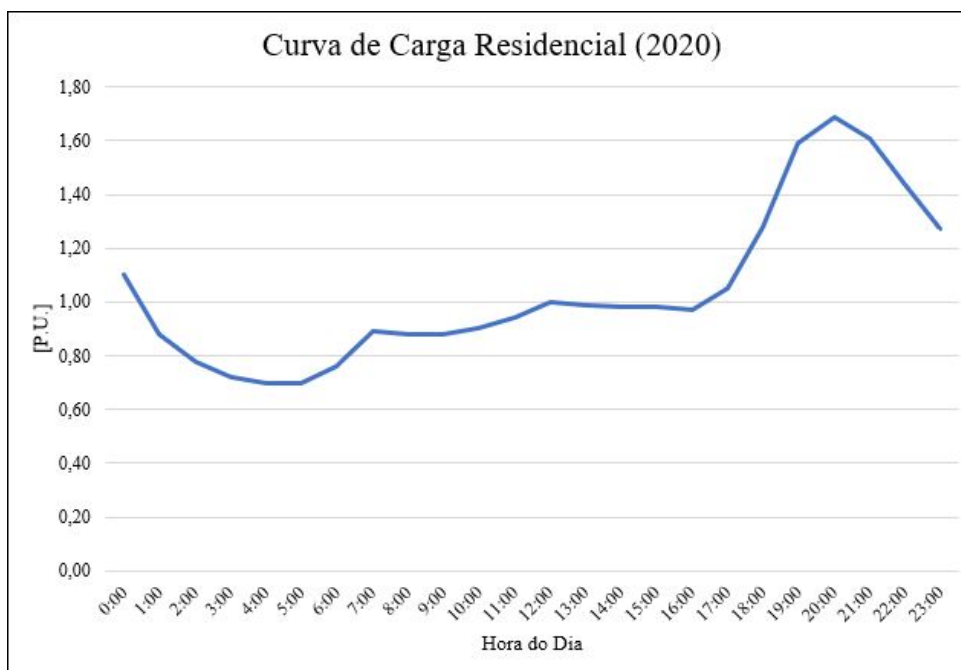
4.3 CURVA DE CARGA PADRÃO DO SISTEMA

Para determinar as características da curva de carga residencial padrão é necessário analisar o padrão de consumo ao longo de 24 horas. Neste estudo, optou-se por examinar os hábitos de consumo de energia na região sudeste do Brasil, dada a alta adoção de VEB nessa área. Além desses fatores a região escolhida foi utilizada para parametrizar as características de consumo residencial utilizado no estudo de caso. Na figura 23 pode-se verificar o comportamento da curva de carga residencial.

Com base nessa curva, é possível determinar os multiplicadores através da média diária dividida pelo consumo em cada hora do dia. Esses fatores serão aplicados ao *script* da simulação para modelar as características de consumo ao longo de um período de 24 h. Eles modificam o perfil de carga, resultando na variação da potência ativa constante fornecida pelo sistema de distribuição de baixa tensão em residências. A potência ativa constante a ser estabelecida será derivada com base no consumo padrão residencial. Na Tabela 13, é apresentado os Coeficientes multiplicadores de potência constante (CMPC) resultantes da curva de carga de 24 h do sistema elétrico da região sudeste. Esses coeficientes são empregados para configurar os parâmetros da simulação no software OpenDSS.

Para parametrizar a simulação do estudo de caso no software OpenDss, é essencial fornecer a informação da potência ativa da carga conectada ao sistema de distribuição em desenvolvimento. A partir de um consumo diário residencial de 11,16 kWh, é possível calcular

Figura 23 – Comportamento da carga residencial durante 24 h.



Fonte: Adaptado de (EPE, 2020)

Tabela 13 – Coeficientes multiplicadores de potência constante (CMPC) durante 24 h.

Hora	CMPC	Hora	CMPC
0:00	1,07	12:00	1,00
1:00	0,85	13:00	0,96
2:00	0,76	14:00	0,95
3:00	0,70	15:00	0,95
4:00	0,68	16:00	0,94
5:00	0,68	17:00	1,02
6:00	0,74	18:00	1,25
7:00	0,86	19:00	1,55
8:00	0,85	20:00	1,64
9:00	0,85	21:00	1,49
10:00	0,87	22:00	1,34
11:00	0,91	23:00	1,24

Fonte: (O autor, 2023)

através da equação 3.4 a potência ativa constante de 0,46 kW. Esse valor pode ser validado através do somatório da potência ativa multiplicada pelo coeficiente da curva de carga. O resultado deve se aproximar do consumo total de 11,16 kWh, onde o parâmetro é usado para definir as características de cada carga conectada ao modelo do sistema de distribuição de energia elétrica utilizado no estudo de caso.

Como a metodologia do estudo de caso considera apenas carregamento residencial, a curva de carga com a introdução dos VEB deve apresentar um aumento no consumo de energia em períodos que o usuário está presente na residência, local em que é efetuado o carregamento

do VEB. O presente estudo de caso considera que o usuário do VEB possui uma rotina tradicional de trabalho, onde inicia sua jornada às 07:00 h e retorna às 18:00 h, ficando ausente em todo esse período. Levando em consideração essa rotina, o usuário pode carregar o VE entre às 18:00 h e 07:00 h, período que pode variar entre consumo de ponta e fora de ponta para os consumidores do Grupo B. Considerando que o VEB utilizado para o estudo de caso demora 7,25 h utilizando uma potência de 7 kW para efetuar o carregamento total, o modo de carregamento na ponta considera que o carregamento seja efetuado entre às 18:00 h e 01:30 h e o carregamento fora de ponta entre às 23:30 e 07:00 h. Com esses parâmetros, pode-se determinar o período em que os VEB estarão conectados na rede elétrica adicionado uma potência de 7 kW ao sistema. Essa potência ativa é adicionada ao sistema de distribuição padrão no OpenDSS de através da criação de uma carga adicional de 7 kW específica relativa à taxa de introdução dos VE. Essa carga adicional atua na simulação do sistema padrão, através dos coeficientes multiplicadores específicos dos VEB conforme representado na tabela 14.

Tabela 14 – Coeficientes multiplicadores de potência constante durante 24 h referente aos VE nos dois modos de carregamento.

Hora	CMPC Ponta	CMPC Fora Ponta
0:00	1,00	1,00
1:00	1,00	1,00
2:00	0,00	1,00
3:00	0,00	1,00
4:00	0,00	1,00
5:00	0,00	1,00
6:00	0,00	1,00
7:00	0,00	0,00
8:00	0,00	0,00
9:00	0,00	0,00
10:00	0,00	0,00
11:00	0,00	0,00
12:00	0,00	0,00
13:00	0,00	0,00
14:00	0,00	0,00
15:00	0,00	0,00
16:00	0,00	0,00
17:00	0,00	0,00
18:00	1,00	0,00
19:00	1,00	0,00
20:00	1,00	0,00
21:00	1,00	0,00
22:00	1,00	0,00
23:00	1,00	1,00

Fonte: (O autor, 2023)

4.4 INTRODUÇÃO GRADUAL DE VE NO SISTEMA DE TRANSPORTE

Avaliando os dados fornecidos pela ANFAVEA, verifica-se que a frota de automóveis vem se renovando a cada ano, alternando entre aumento e redução na quantidade de veículos licenciados por ano. Considerando a alternância na renovação da frota, deve-se analisar a porcentagem de licenciamentos de VEB e determinar a taxa de introdução, criando um perfil de renovação da frota de veículos para parametrizar o estudo de caso (ANFAVEA, 2023).

A fim de calcular a proporção de VEB no sistema de transporte brasileiro, o estudo de caso se baseou nas estatísticas de licenciamento dos últimos 10 anos, abrangendo veículos movidos a energia elétrica, gasolina, flex fuel e híbridos. Para estabelecer os parâmetros do estudo, a equação 3.7 foi empregada para determinar a porcentagem anual de introdução dos VEB no sistema de transporte. Os dados referentes aos últimos 10 anos podem ser verificados na Tabela 15.

Tabela 15 – Porcentagem de VEB licenciados em relação ao total dos últimos 10 anos.

Número Total de Automóveis Licenciados	Ano	Porcentagem de VEB
3.358.714	2013	0,01%
3.126.204	2014	0,03%
2.331.016	2015	0,04%
1.832.334	2016	0,06%
1.999.419	2017	0,16%
2.254.078	2018	0,18%
2.414.361	2019	0,49%
1.743.674	2020	1,13%
1.712.925	2021	0,17%
1.731.348	2022	0,49%

Fonte: (O autor, 2023)

Analisando os dados pode-se verificar uma tendência de aumento com algumas alternâncias na TCVE ao longo dos anos. No ano de 2022 foram licenciados 8.440 VEB no Brasil de um total de 1.731.348 unidades, atingindo 0,49% em relação ao total de automóveis licenciados em 2022. Um dos fatores que não apresenta um crescimento aparente é a TRFV, dificultando a relação entre os dois parâmetros.

Considerando a tendência de aumento ao longo dos últimos 10 anos da TCVE e os constantes incentivos fiscais e financeiros para descarbonização do sistema de transporte, o estudo de caso considerou um período de 20 anos, onde o percentual de introdução de VEB pode atingir números conservadores ou otimistas, conforme verificado na fundamentação teórica deste trabalho. Para realizar as simulações no estudo de caso, foram consideradas as percentuais de 20%, 60% e 80% na introdução de VEB conforme os estudos de caso verificados neste trabalho. Essas porcentagens de introdução foram atribuídas por conta da imprevisibilidade do mercado automotivo brasileiro informadas na tabela 12. Esses dados de introdução dão a oportunidade

de verificar os impactos dos VEB no sistema de distribuição em diversos cenários, criando indicadores para mitigação dos impactos no sistema.

4.5 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O ESTUDO DE CASO

Para realizar a simulação do estudo de caso no software OpenDss, foi desenvolvido uma ramificação de um sistema de distribuição convencional, predominantemente com cargas residenciais. Este modelo é composto por um transformador trifásico delta-estrela aterrada alimentado por uma rede de 13,8 kV em média tensão e 60 Hz. O transformador rebaixa a tensão para 220 V e distribui a energia elétrica para cargas monofásicas distribuídas de forma desbalanceada em 33 ramificações e 34 barras que variam o seu comprimento entre 0,15 km e 0,4 km. Os parâmetros da linha trifásica de distribuição como resistência, impedância e reatância padrão foram disponibilizados pelos modelos do software.

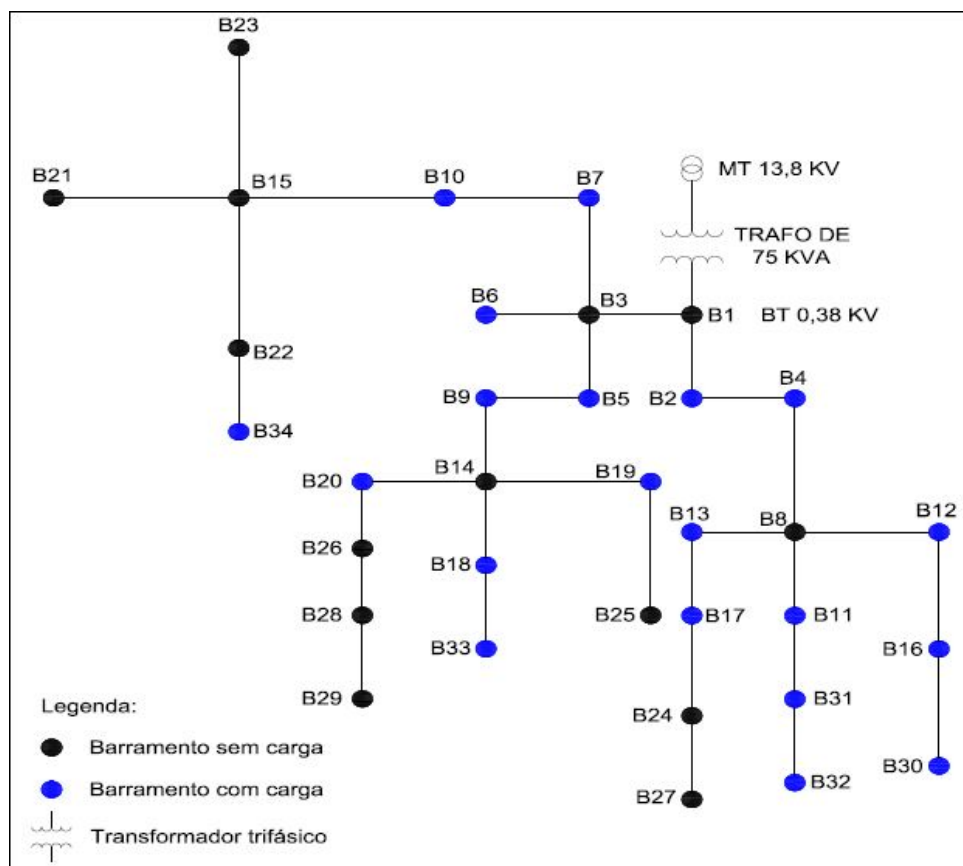
O sistema de distribuição modelo fornece energia para 20 cargas residenciais uniformes, cada uma com uma potência ativa constante de 0,46 kW, conforme especificado na seção 4.3, curva de carga padrão do sistema. Essas cargas estão distribuídas de forma desbalanceada entre as fases das ramificações do sistema, caracterizando um sistema de distribuição de energia elétrica padrão. Todas as cargas foram submetidas a uma curva de carga residencial desenvolvida na seção 4.3 através dos CMPC em um intervalo de 24 h.

Para determinar a demanda máxima do sistema, sem considerar a conexão dos VEB, foi utilizado um valor constante de demanda ou potência ativa de 0,46 kW, multiplicado pelo CMPC das 20:00 horas, que é o horário de pico de consumo, resultando em uma demanda máxima de 43,5 kVA. Considerando o dado fornecido, foi determinado a potência nominal do transformador utilizando a equação 3.5, juntamente com um fator de sobrecarregamento de 1,4, período de projeção de 20 anos e uma taxa de aumento de carga de 3,4%. A aplicação desses parâmetros resultou em uma potência nominal de 61 kVA. Com base nesse valor, conclui-se que um transformador comercial de 75 kVA é adequado para alimentar o sistema de distribuição do estudo de caso, garantindo a ausência de sobrecargas. O período de projeção de 20 anos é baseado no tempo de conversão dos VEB descritos anteriormente.

Na figura 24 é possível verificar a topologia do sistema de distribuição desenvolvido para o estudo de caso.

Para a validação do dimensionamento do transformador em relação ao número total de cargas conectadas no secundário de baixa tensão, foi calculado o fator de utilização utilizando a equação 3.6. Com a demanda máxima e a capacidade de operação calculou-se o fator de utilização de 0,68. Para garantir que o sistema não opere em sobrecarga, é fundamental que esse fator seja inferior a 1. Portanto, o dimensionamento do sistema de distribuição está dentro dos limites aceitáveis de instalação, garantindo uma operação segura e eficiente.

Figura 24 – Topologia do sistema de distribuição padrão do estudo de caso.



Fonte: (O Autor, 2023)

Com o sistema de distribuição padrão parametrizado, é possível modelar o *script* do programa OpenDss e executar as simulações do estudo de caso tornando possível a avaliação dos impactos sobre o transformador com a conexão dos VEB ao sistema.

4.6 SIMULAÇÃO DO IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Com os parâmetros obtidos nas seções anteriores, torna-se possível realizar o desenvolvimento e modelagem do *script* para a simulação do estudo de caso no software OpenDss. Na tabela 16 é apresentados os principais dados de entrada para o desenvolvimento do código da simulação do sistema de distribuição.

Com os dados de entrada da simulação é possível desenvolver a rotina do estudo de caso e verificar os resultados de potência, tensão e corrente no transformador que alimenta o sistema de distribuição. As verificações serão executadas sem e com a interação das cargas adicionais proveniente dos VEB para fins comparativos.

Tabela 16 – Principais dados de entrada para simulação no software OpenDss.

Dados de entrada	Valor
Tensão no Primário do TR (MT)	13,8 kV
Tensão no Secundário do TR (BT)	380 V
Tensão das Cargas Monofásicas Residenciais	220 V
Frequência da Rede	60 Hz
Potência do TR	75 kVA
Fator de potência	0,92
Potência Ativa Constante (Cargas)	0,46 kW
Potência Ativa (VEB)	7 kW
Taxa de introdução dos (VEB)	20% / 60% / 80%

Fonte: (O autor, 2023)

4.6.1 Introdução e modelagem dos dados do estudo de caso no software OpenDss

Com os dados de parametrização compilados, torna-se possível a introdução dos dados no modelo de distribuição desenvolvido para o estudo de caso. Para definir o circuito da simulação, foi necessário criar um circuito de baixa tensão definindo a tensão de alimentação de base, frequência e número de fases conforme os dados de entrada fornecidos na tabela 13. Com a criação do circuito, foi implementado as características da linha de distribuição como tipo de condutor para as três fases e informações das matrizes de impedância da linha em ohms por unidade (pu). Essas matrizes representam a parte real, imaginária e capacitância da impedância da linha. Os valores das características elétricas da linha foram obtidos através do padrão fornecido pelo software.

Com os dados do novo circuito modelados, foi inserido no código o transformador trifásico de 75 kVA considerando a reatância de baixa tensão (xlh) de 2,04, perdas com carga em porcentagem (%loadloss) de 0,5 % e perdas sem carga em porcentagem (%noloadloss) de 0,2%. O transformador utilizado possui dois enrolamentos onde o primário de 13,8 kV está conectado à alimentação e o secundário de 380 V está conectado ao barramento 1 do sistema de distribuição. Com esses parâmetros definidos, foram implementadas as linhas que conectam diferentes barras do sistema. Cada linha é especificada com os nós (bus1 e bus2), o código de linha e o comprimento em quilômetros. As linhas também são associadas ao código de linha apropriado que foi definido anteriormente. Essas linhas representam os cabos elétricos que conectam diferentes partes do circuito, simulando o sistema de distribuição. A linha de transmissão do estudo de caso possui um comprimento total aproximadamente 1 km, utilizando cabos do tipo AWG 1/0 e 2/0 para distribuir a energia elétrica entre as fases. Nessa etapa também foi informado quais as conexões entre os barramentos, determinando as características da topologia do circuito. Os dados descritos acima estão de acordo com norma técnica GED - 3667 disponibilizado pela CPFL (CPFL, 2023).

Com os parâmetros do circuito estabelecidos, foi implementado as cargas do sistema,

informando os barramentos e fases em que elas são conectadas no circuito, e a potência ativa constante de 0,46 kW aplicada à curva de carga desenvolvida para o trabalho. Para inserir a carga proveniente dos VEB no código de execução do estudo de caso, foram implementadas as cargas de 7 kW nos diferentes cenários de introdução dos VEB, possibilitando a execução do fluxo de potência para cada cenário. As cargas provenientes do VEB são aplicadas sob as curvas de carga em horários de ponta e fora ponta conforme estabelecido na seção 4.3.

Para monitorar os parâmetros desejados para o estudo de caso, foi implementado a ferramenta de monitoramento disponibilizada pelo software OpenDss. O recurso disponibiliza a visualização básica dos gráficos das grandezas elétricas em relação a 24 h e os dados para extração em extensão csv. Também são disponibilizados os dados do fluxo de potência do circuito, com características elétricas do sistema. O código completo pode ser verificado no Apêndice B.

4.6.2 Cenários do estudo de caso

A simulação dos impactos dos VEB no sistema de distribuição foi dividida em sete diferentes cenários representados na tabela 17.

Tabela 17 – Cenários de simulação no software OpenDss.

Cenários	Características
Validação	Validação do sistema de distribuição
01	Taxa de VEB em 20% no horário Ponta
02	Taxa de VEB em 60% no horário Ponta
03	Taxa de VEB em 80% no horário Ponta
04	Taxa de VEB em 20% no horário Fora Ponta
05	Taxa de VEB em 60% no horário Fora Ponta
06	Taxa de VEB em 80% no horário Fora Ponta

Fonte: (O autor, 2023)

4.7 SIMULAÇÃO DOS CENÁRIOS DO ESTUDO DE CASO

Nesta etapa do estudo de caso é apresentado a simulação dos cenários desenvolvidos para este trabalho. A avaliação dos resultados das simulações foi realizada de acordo com os parâmetros descritos na metodologia para avaliação dos resultados.

4.7.1 Simulação do cenário de validação

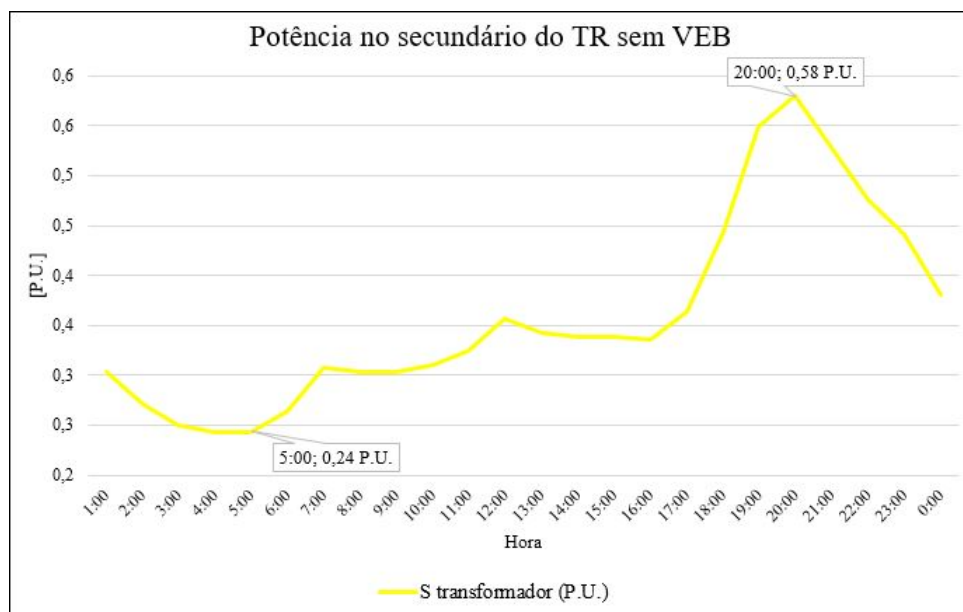
O cenário de validação tem a função de comparar as características elétricas projetadas para o estudo de caso. Nesta simulação foi considerado apenas as cargas residenciais atreladas à curva de carga padrão desenvolvida para este trabalho. Gerando o fluxo de potência e verificando os dados fornecidos pelos monitores implementados no software, foi analisado as grandezas elétricas do sistema como potência, tensão e corrente. Ao longo dos resultados, os

gráficos de potência das simulações dos cenários de validação, 01, 02 e 03 serão apresentados em Sistema por Unidades (P.U.), utilizando a potência aparente de base igual a 75 kVA, correspondente ao transformador do estudo de caso.

Analisando a figura 25, é possível observar variações no pico de potência do sistema durante o período de 24 h. O pico máximo de potência por hora ocorre às 20:00 h, atingindo 0,58 P.U., enquanto o mínimo é registrado às 5:00 h, com um valor de 0,24 P.U.. Com esses dados foi possível calcular novamente o fator de utilização do sistema simulado no estudo de caso, obtendo um resultado de 0,58, o qual se mostrou compatível com o valor calculado no modelo de distribuição teórico, permitindo assim uma comparação eficaz sem sobrecargas. Os dados demonstrados em kVA podem ser verificados no Apêndice C.

Ao analisar os dados da simulação sem a influência dos VEB, fica evidente que o sistema funciona sem sobrecargas, atingindo 68% da capacidade nominal do transformador. Isso indica que o sistema está operando dentro de sua capacidade de projeto, garantindo sua eficiência e expectativa de vida útil. Os dados completos gerados pelas simulações são apresentados no capítulo de Apêndices.

Figura 25 – Potência aparente medida no secundário do transformador sem a carga adicional dos VEB.

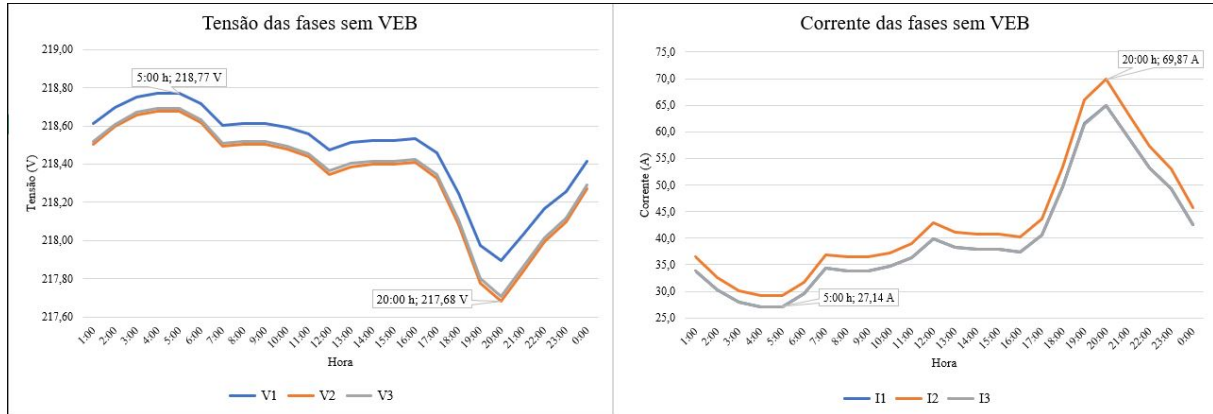


Fonte: (O Autor, 2023)

Verificando os valores de tensão e corrente nas três fases do secundário do transformador, pode-se verificar através da figura 26, que os níveis de tensão no pico de demanda permanecem em 217,68 V, possuindo uma queda de tensão de 1,05% menor do que a tensão nominal, valor aceitável dentro dos padrões de distribuição informados na tabela 5. Já a tensão no período de menor demanda, encontra-se o valor de 218,77 V, resultando em uma queda de tensão de 0,55% menor que o valor nominal. O desbalanceamento das fases ocorre por conta

das cargas residenciais monofásicas estarem conectadas de forma desbalanceada no sistema de distribuição.

Figura 26 – Tensão e corrente medida nas três fases do transformador sem a carga adicional dos VEB.



Fonte: (O Autor, 2023)

A analisando a corrente nas três fases do secundário do transformador, pode-se verificar que os máximos e os mínimos acompanham as informações de potência.

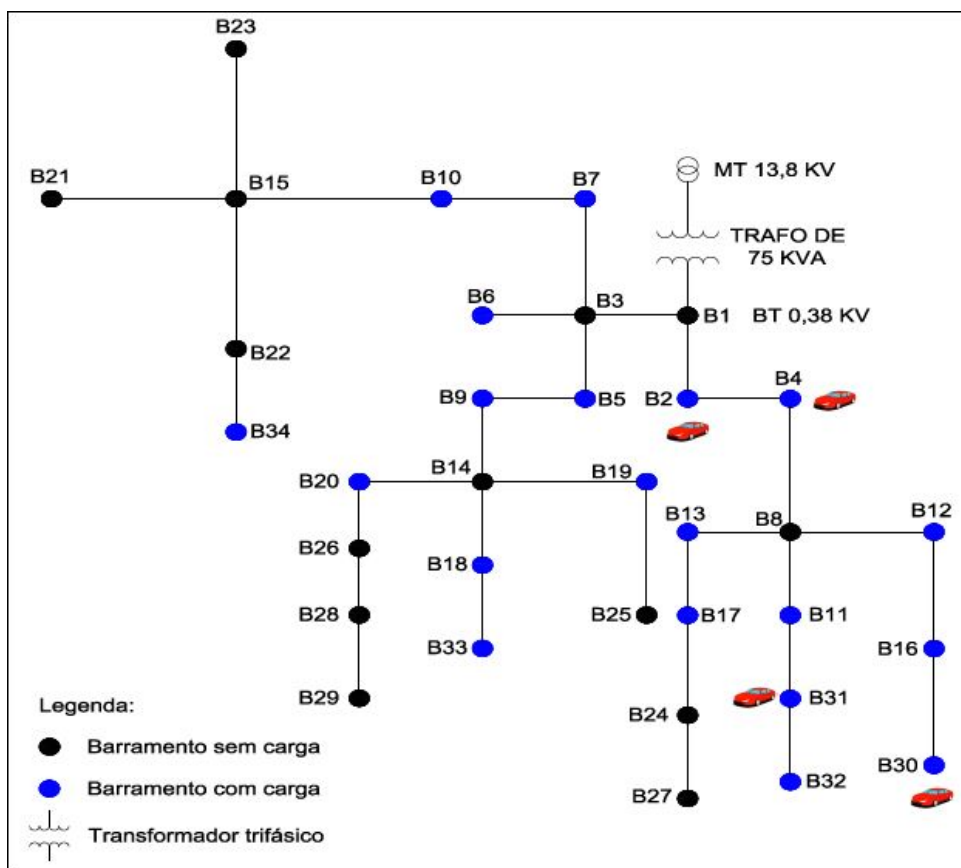
4.7.2 Simulação do cenário 01

O cenário 01 consiste na introdução de 20% de VEB em horário de ponta no modelo do sistema de distribuição, resultando na conexão de 4 cargas no circuito no período de 7 h, valor aproximado do carregamento total da bateria do VEB. Os veículos são conectados de forma aleatória nos barramentos que possuem as cargas residenciais. Neste caso, pode-se verificar através da figura 27 que os VEB estão conectados nos barramentos 2, 4, 30 e 31.

Executando a simulação do modelo do sistema de distribuição conforme a topologia da figura 27, pode-se verificar através da figura 28 que o cenário com 20% de VEB conectados ao sistema estipulado para o estudo de caso, sobrecarrega o sistema de distribuição. A potência por hora de 1,49 P.U. no pico de demanda extrapola a capacidade de alimentação do transformador de 75 kVA, necessitando um possível redimensionamento do sistema por conta da adição de uma carga adicional. Para validação, foi calculando o fator de utilização do transformador, encontrando o valor de 1,49, sendo que o fator deve permanecer igual ou menor que 1. Os dados demonstrados em kVA podem ser verificados no Apêndice E.

Considerando que o transformador possa operar com até 150% de sobrecarga, a potência demandada pela carga atinge 149% da capacidade nominal de potência do transformador. Esse fator implica em sobrecarga do equipamento por conta da potência demandada pela carga adicional dos VEB ser maior que a projetada. Conforme os parâmetros de simulação considerados para este estudo de caso, o transformador irá operar em sobrecarga durante 7 h e o restante do ciclo de 17 h em carga normal. Essa característica na sua operação resulta em aumento da

Figura 27 – Topologia do sistema de distribuição com 20% de VEB conectados ao circuito.



Fonte: (O Autor, 2023)

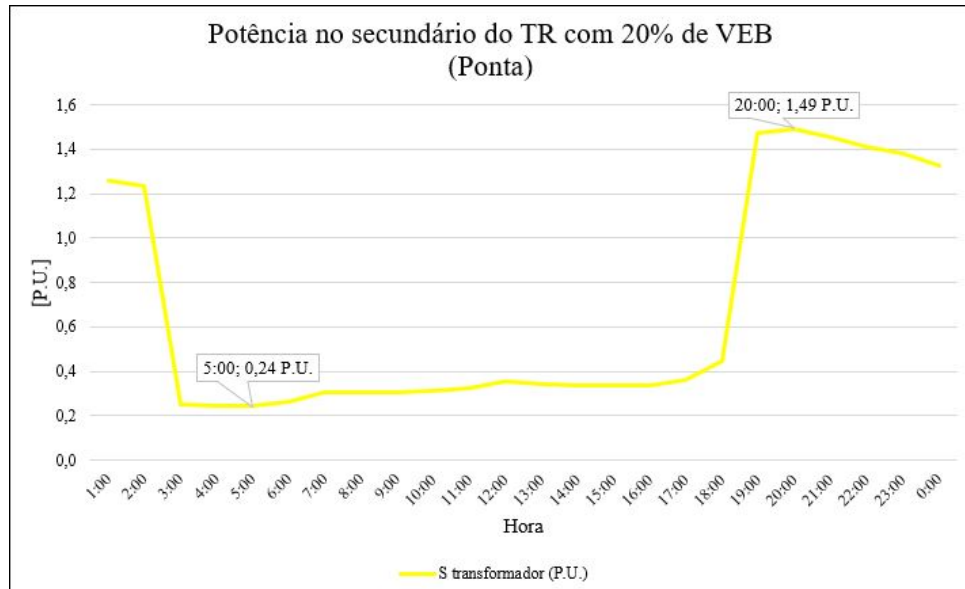
temperatura, desgastes e envelhecimento precoce do equipamento. Ao longo da vida útil, a operação nessas condições de sobrecarga causa degradação dos materiais condutores e isolantes do sistema.

Verificando os valores de tensão nas três fases do secundário do transformador na simulação do cenário 01, pode-se verificar através da figura 29, que os níveis de tensão no pico de demanda é de 215,45 V, possuindo uma queda de tensão média de 2,06% menor do que a tensão nominal, valor aceitável dentro dos padrões dos sistemas de distribuição. Já a tensão no período de menor demanda, a tensão permanece em 218,77 V, 0,55% menor que o valor nominal.

Neste cenário, a carga adicional dos veículos é adicionada em sua maioria na fase 2 do sistema. Esse fator ocorre por conta das cargas residenciais serem monofásicas, situação comum nos sistemas reais de distribuição.

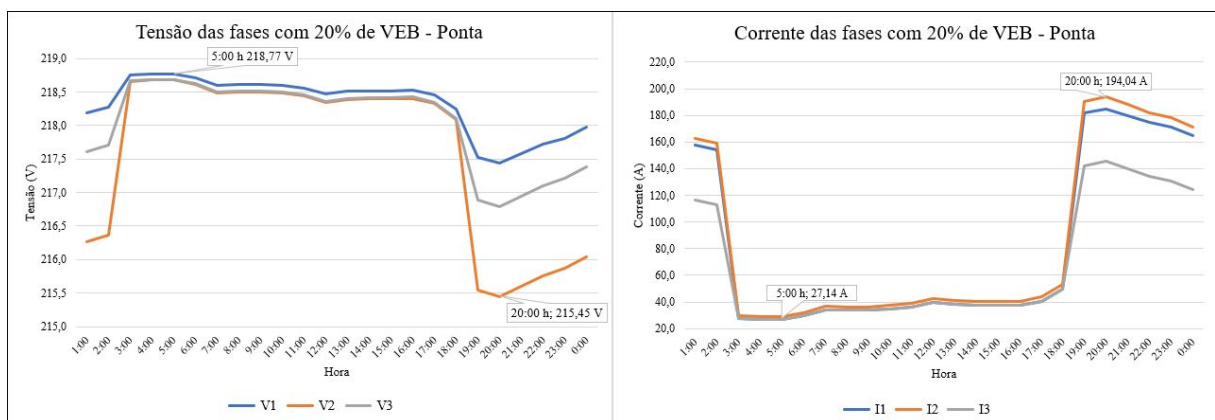
Na Figura 29, também são representadas as correntes nas três fases do secundário do transformador, o qual está interligado com as cargas residenciais. Nesse caso é possível verificar que os níveis de corrente atingem um pico durante o período de maior demanda. A corrente no enrolamento primário atinge o valor de 4,69 A, não ultrapassando a corrente máxima de 5,88 A suportada pelo transformador, assim o sistema de proteção não é acionado pela carga adicional dos VEB conforme os parâmetros da tabela 8.

Figura 28 – Potência aparente medida no secundário do transformador com 20% de VEB conectados ao circuito.



Fonte: (O Autor, 2023)

Figura 29 – Tensão e corrente nas três fases do sistema de distribuição com 20% de VEB conectados ao circuito.



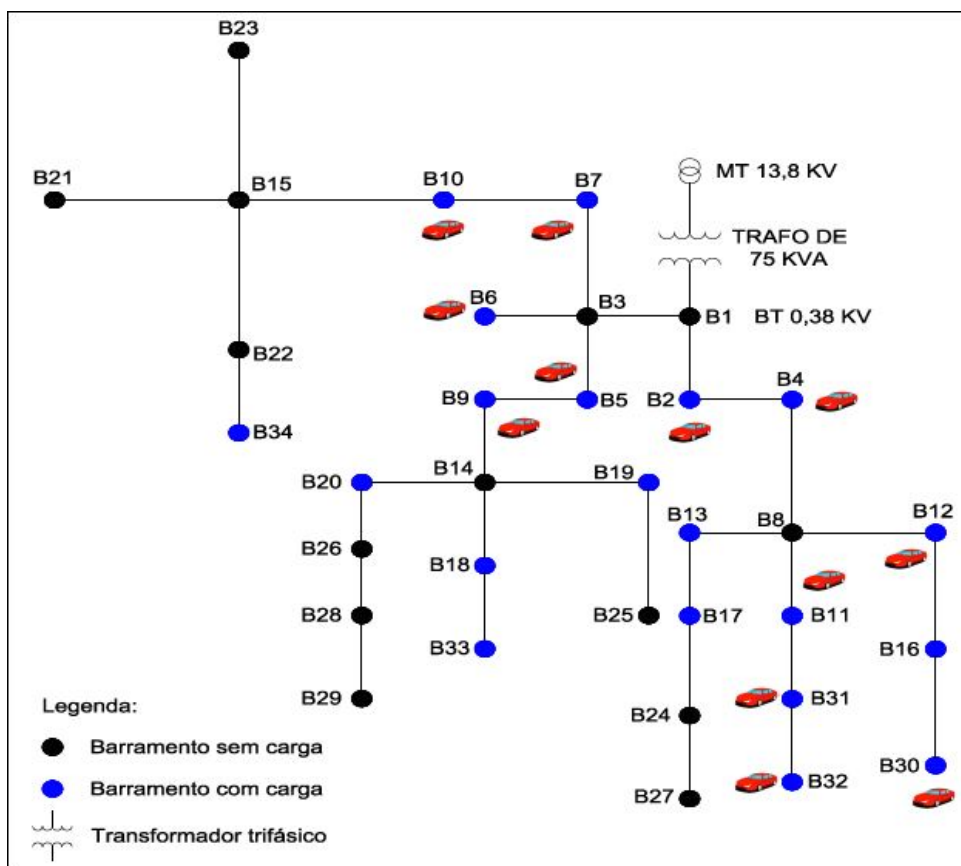
Fonte: (O Autor, 2023)

Analisando os resultados do cenário 01, pode-se verificar que a introdução de 20% de VEB no sistema de distribuição impacta o modelo utilizado no estudo de caso, gerando sobrecarga e diminuindo a vida útil transformador, porém não ultrapassa o limite de 150% da capacidade nominal.

4.7.3 Simulação do cenário 02

O cenário 02 consiste na introdução de 60% de VEB em horário de ponta no modelo do sistema de distribuição, resultando na conexão de 12 VEB conectados no circuito. Os veículos são conectados de forma aleatória nos barramentos que possuem cargas residenciais. Neste caso pode-se verificar através da figura 30, em quais barramentos os VEB estão conectados.

Figura 30 – Topologia do sistema de distribuição com 60% de VEB conectados ao circuito.



Fonte: (O Autor, 2023)

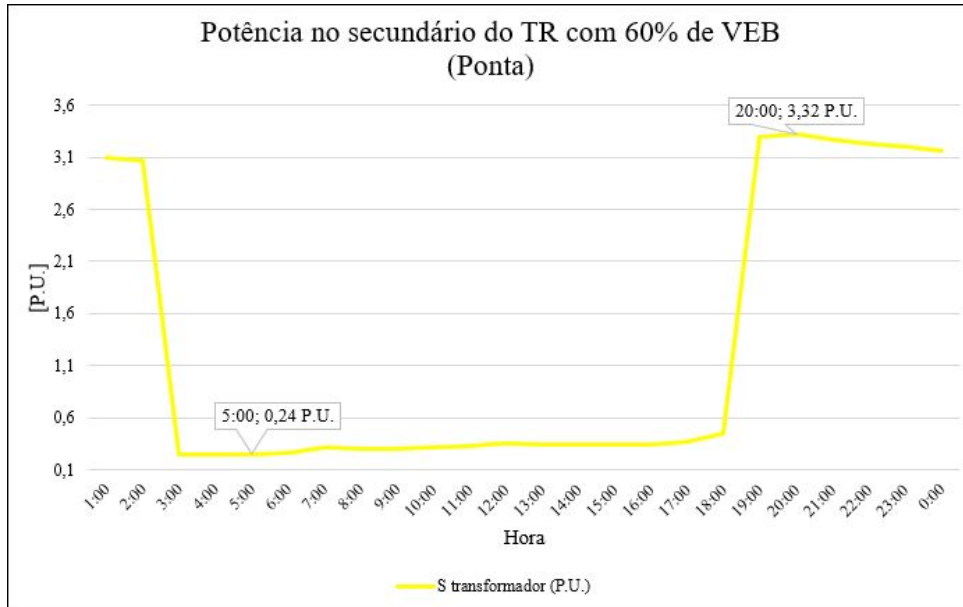
Executando a simulação do modelo do sistema de distribuição conforme a topologia da figura 30, pode-se verificar através da figura 31 que o cenário com 60% de VEB conectados ao sistema do estudo de caso, sobrecarrega o sistema de distribuição. A potência por hora de 3,32 P.U. no pico de demanda extrapola a capacidade de alimentação do transformador em um estado crítico de operação. Para validação do sobrecarregamento, foi calculando o fator de utilização do transformador, encontrando o valor de 3,32, sendo que o fator deve permanecer igual ou menor que 1. Os dados demonstrados em kVA podem ser verificados no Apêndice G.

Considerando que o transformador possa operar com até 150% de sobrecarga, a potência demandada pela carga atinge 332% da capacidade nominal de potência do transformador. Esse fator implica em sobrecarga crítica do equipamento por conta da potência demandada ser maior que a projetada.

Conforme os parâmetros de simulação informados na tabela 7, considerados para este estudo de caso, o transformador irá operar sobrecarregado em níveis críticos. Essa característica na sua operação resulta em possíveis danos imediatos ao equipamento aumentando temperatura acima de 130 °C, podendo causar incêndios e oxidação dos materiais condutores e isolantes do sistema, também danificando o núcleo dos enrolamentos. O fornecimento de energia pode ser interrompido por conta de uma falha catastrófica no transformador de alimentação das cargas

residências.

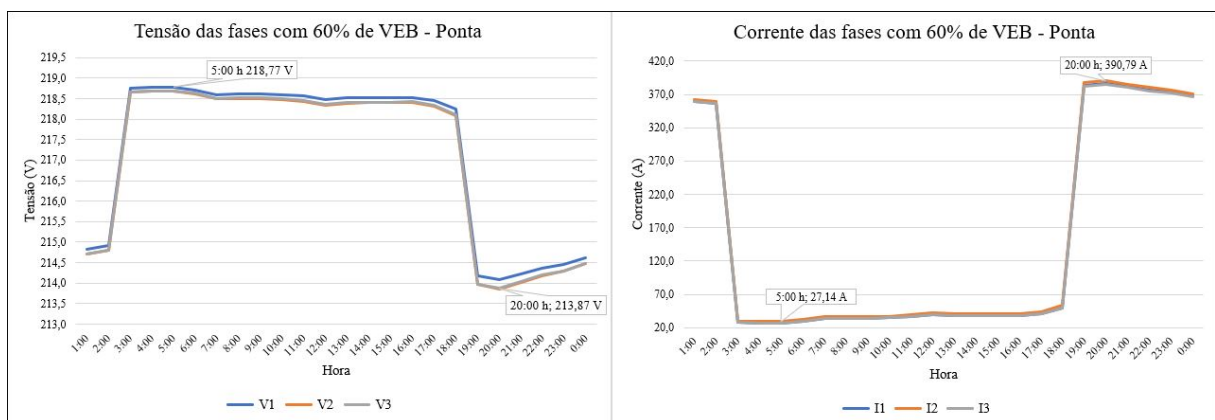
Figura 31 – Potência aparente medida no secundário do transformador com 60% de VEB conectados ao circuito.



Fonte: (O Autor, 2023)

Verificando os valores de tensão nas três fases do secundário do transformador, pode-se verificar através da figura 32, que os níveis de tensão no pico de demanda é de 213,87 V, possuindo uma queda de tensão média de 2,8% menor do que a tensão nominal, valor ainda aceitável dentro dos padrões dos sistemas de distribuição. Já a tensão no período de menor demanda é de 218,77 V, 0,55% menor que o valor nominal.

Figura 32 – Tensão e corrente nas três fases do sistema de distribuição com 60% de VEB conectados ao circuito.



Fonte: (O Autor, 2023)

Analisando a corrente nas três fases do secundário do transformador, pode-se verificar através da figura 32, que os níveis de corrente no pico de demanda já se elevam ainda mais por conta do pico de potência. Considerando os valores de sobrecorrente informados na tabela 8, o

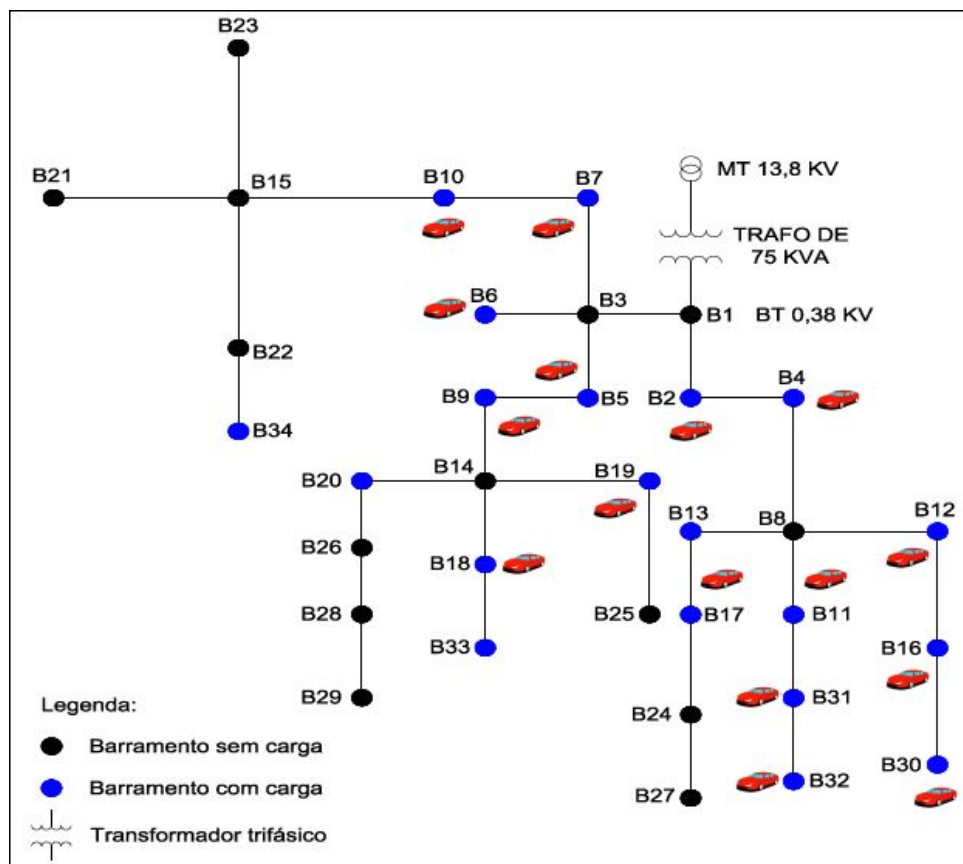
sistema de proteção do transformador já é acionado, pois a corrente no enrolamento primário atinge 10,32 A, sendo que o máximo suportado é 5,88 A. Considerando que o carregamento do VEB é de 7,25 h, o sistema não é capaz de suportar esse nível de sobrecorrente sem gerar defeitos no equipamento e fornecimento de energia do sistema de distribuição.

Analisando os resultados do cenário 02, pode-se verificar que a introdução de 60% de VEB no sistema de distribuição impacta significativamente o modelo utilizado no estudo de caso, gerando sobrecarga crítica no transformador, possibilitando possíveis acidentes e interrupções no fornecimento de energia elétrica do sistema.

4.7.4 Simulação do cenário 03

O cenário 03 consiste na introdução de 80% de VEB em horário de ponta no modelo do sistema de distribuição, resultando na conexão de 20 VEB conectados no circuito. Os veículos são conectados de forma aleatória nos barramentos que possuem cargas residenciais. Neste caso pode-se verificar através da figura 33, em quais barramentos os VEB estão conectados.

Figura 33 – Topologia do sistema de distribuição com 80% de VEB conectados ao circuito.



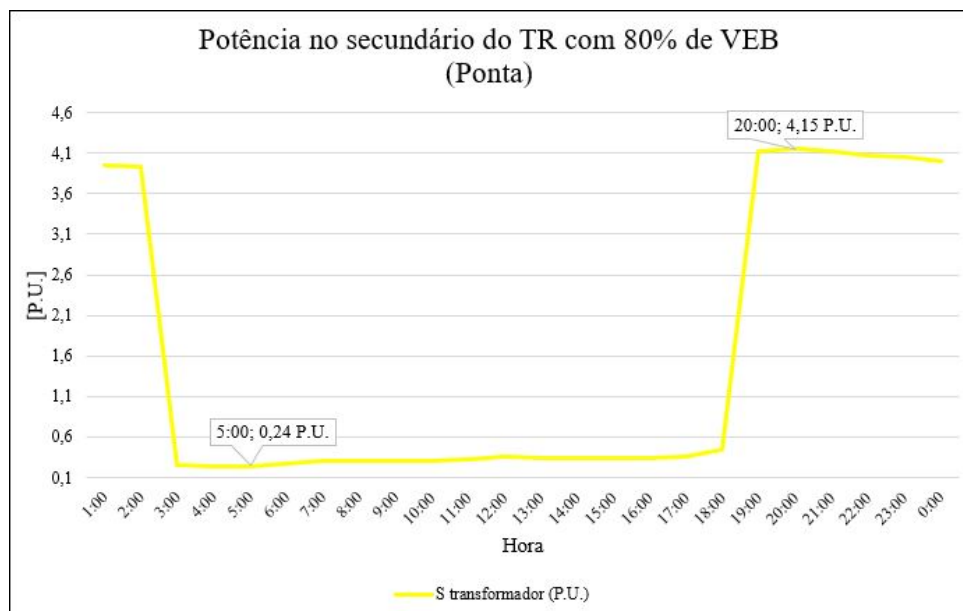
Fonte: (O Autor, 2023)

Executando a simulação do modelo do sistema de distribuição conforme a topologia da figura 33, pode-se verificar através da figura 34 que o cenário com 80% de VEB conectados ao sistema do estudo de caso, sobrecarrega o sistema de distribuição. A potência por hora de 4,15

P.U. no pico de demanda extrapola a capacidade de alimentação do transformador em um estado crítico de operação ainda mais elevado que no cenário 02. Para validação do sobrecarregamento, foi calculando o fator de utilização do transformador, encontrando o valor de 4,15, sendo que o fator deve permanecer igual ou menor que 1. Os dados demonstrados em kVA podem ser verificados no Apêndice I.

Considerando que o transformador está sobrecarregado em 415% da capacidade nominal, a possibilidade do aumento da temperatura acima de 130 °C aumenta ainda mais considerando o cenário 02. Esse fator possibilita que o fornecimento de energia para o sistema de distribuição seja interrompido devido à sobrecarga causando danos irreparáveis ao equipamento.

Figura 34 – Potência aparente medida no secundário do transformador com 80% de VEB conectados ao circuito.



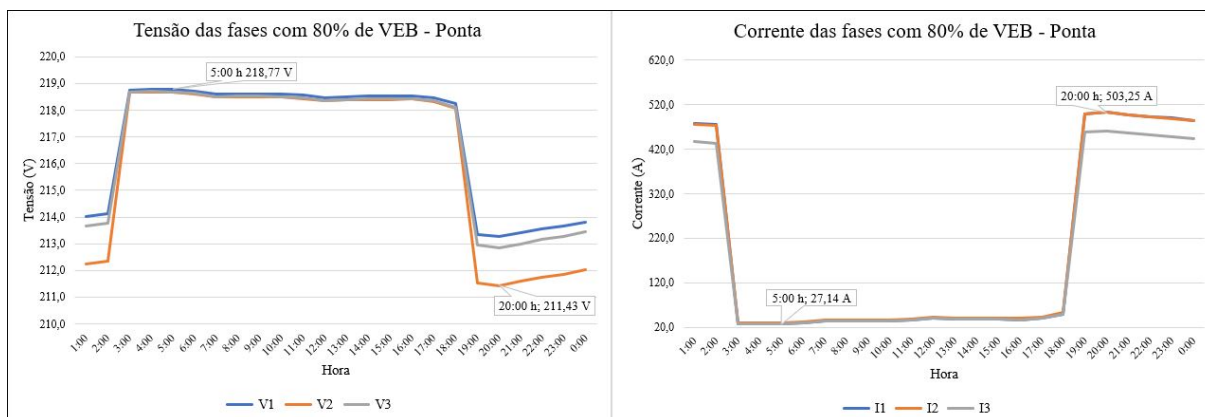
Fonte: (O Autor, 2023)

Verificando os valores de tensão nas três fases do secundário do transformador, pode-se verificar através da figura 35, que o nível de tensão no pico de demanda é de 211,43 V, possuindo uma queda de tensão média de 3,9% menor do que a tensão nominal, valor dentro padrões dos sistemas de distribuição. Já a tensão no período de menor demanda, a tensão encontrada é de 218,77 V, 0,55% menor que o valor nominal. Com esse nível de queda de tensão, o sistema inicia um processo de perda de eficiência, diminuição da capacidade de carga, e distorções harmônicas.

Analisando a corrente nas três fases do secundário do transformador, pode-se verificar através da figura 35, que os níveis de corrente no pico de demanda se elevam ainda mais quando comparado com cenário 02, atingindo 13,86 A no enrolamento primário do transformador.

Analisando os resultados do cenário 03, pode-se verificar que a introdução de 80% de

Figura 35 – Tensão e corrente nas três fases do sistema de distribuição com 80% de VEB conectados ao circuito.



Fonte: (O Autor, 2023)

VEB no sistema de distribuição impacta de modo severo o modelo utilizado no estudo de caso, gerando sobrecarga crítica no transformador, possibilitando condições ainda mais graves que o cenário 02.

4.7.5 Simulação do cenário 04, 05 e 06

Para os cenários 04, 05 e 06, foram repetidas as simulações realizadas anteriormente, com a distinção de que, as simulações consideraram a introdução dos VEB durante as horas de menor demanda, conhecidas como fora ponta. Para executar essa modificação na simulação, foi necessário ajustar o parâmetro CMPC do *script* do código, conforme especificado na tabela 13. A finalidade dessa adaptação foi avaliar o impacto da inclusão das cargas adicionais durante um período em que o sistema de distribuição se encontra com uma carga menor, conforme é representado na curva de carga residencial. As características de conexão dos VEB como taxa de introdução, parâmetros físicos e elétricos do sistema de distribuição também foram mantidos os mesmos dos cenários anteriores.

Na tabela 17 é apresentado os valores máximos e mínimos da simulação nos períodos específicos dos cenários em questão. Com esses valores compilados é possível analisar os impactos da introdução dos VEB no modelo de sistema de distribuição em horário fora ponta.

Analisando o cenário 04 com 20% de VEB em horário fora ponta, pode-se verificar que a potência aparente no secundário do transformador no pico de demanda às 0:00 é de 99,62 kVA. Esse valor é menor que o encontrado no cenário 01, porém o fator de utilização cai de 1,49 para 1,32 atingindo 132% da capacidade nominal do transformador, 11% menor que o cenário 01. Considerando que o usuário do VEB execute o carregamento nessas condições, o transformador continuará operando em sobrecarga, porém irá atenuar a perda de vida útil do equipamento. A tensão permanece dentro dos padrões de distribuição, variando pouco em relação ao cenário 01. Já os valores de corrente acompanham os picos de demanda não ultrapassando a corrente

Tabela 18 – Resultados dos valores máximos e mínimos das simulações dos cenários 04, 05 e 06.

Cenário	Grandezas Elétricas	Valor Máximo no Período	Valor Mínimo no Período
04	Potência (kVA)	99,62 - 0:00 h	22,76 - 8:00 h
04	Tensão (V)	218,61 - 8:00 h	216,64 - 0:00 h
04	Corrente (A)	171,26 - 0:00 h	33,88 - 8:00 h
05	Potência (kVA)	236,89 - 0:00 h	22,76 - 8:00 h
05	Tensão (V)	218,61 - 8:00 h	214,47 - 0:00 h
05	Corrente (A)	370,43 - 0:00 h	33,88 - 8:00 h
06	Potência (kVA)	300,55 - 0:00 h	22,76 - 8:00 h
06	Tensão (V)	218,6 - 8:00 h	212,02 - 0:00 h
06	Corrente (A)	483,69 - 0:00 h	33,89 - 8:00 h

Fonte: (O autor, 2023)

máxima do transformador.

Na simulação do cenário 05, a potência aparente no transformador no pico de demanda resultou em 236,89 kVA, atingindo 315% da capacidade nominal do equipamento. Esse resultado é 4,83% menor do que na simulação em horário de ponta. Assim, pode-se considerar que os impactos são semelhantes aos do cenário 02 em relação à potência, tensão e corrente.

No cenário 06, a potência no pico de demanda atingiu o valor de 300,55 kVA, o que representa 400% acima da capacidade nominal do transformador. Esse resultado também oscila 4,76% quando comparado à simulação de horário de ponta. No entanto, devido a essa magnitude de sobrecarga, os danos ao equipamento são equivalentes aos do cenário 06 de comparação.

Ao analisar os resultados das simulações 04, 05 e 06, pode-se observar que, no cenário 04, a redução da sobrecarga é mais significativa. No entanto, o transformador ainda opera em condições de subdimensionamento. Quanto aos cenários 05 e 06, as reduções foram insignificantes, uma vez que a sobrecarga continua em níveis elevados.

4.8 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesta sessão é apresentado o resumo dos resultados das simulações do estudo de caso a fim de compilar as diferentes características encontradas nas simulações.

Os resultados das simulações nos cenários 01 e 04, informam que o equipamento já opera em sobrecarga, porém dentro dos padrões aceitáveis considerados nos parâmetros dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O carregamento de, aproximadamente 7 h, do VEB causa uma sobrecarga de até 149% durante um período prolongado. Essa característica de operação acarreta em sobreaquecimento por conta da sobrecorrente que circula nos enrolamentos e consequentemente diminuição da vida útil do equipamento em torno de 10%.

Para os cenários 02, 03, 05 e 06, as condições de operação são extremas, ultrapassando a temperatura dos enrolamentos acima de 130°C, o que causa superaquecimento do sistema e

pode resultar em danos imediatos ao equipamento. Nesse nível de sobrecarga de até 415%, o equipamento pode sofrer falhas imediatas e interromper o fornecimento de energia. Como o sistema de proteção suporta uma corrente máxima de 5,88 A, nessas condições, a corrente no enrolamento primário pode atingir 13,03 A, o que acionará o sistema elo fusível que protege o sistema de distribuição.

Os dados completos de todas as simulações do estudo de caso são apresentados no capítulo de Apêndices.

5 CONCLUSÃO

Neste estudo, foi conduzida uma análise da transição da frota de VCI para VE, considerando as distinções tecnológicas e a motivação implícita à modificação do atual sistema de transporte. Diante da constatação do crescimento da tecnologia a nível global, este trabalho desenvolveu uma metodologia para avaliar os impactos resultantes do aumento da carga elétrica ocasionada pela integração dos VEB no transformador do sistema de distribuição de energia elétrica. A metodologia adota uma abordagem que incorpora a definição dos parâmetros necessários para a integração de um sistema de distribuição modelo. Esses parâmetros incluem a especificação da carga típica associada aos VEB e às residências, bem como a caracterização da curva de carga do sistema, a taxa de adoção dos VEB e o desenvolvimento de um sistema de distribuição modelo. Essa abordagem possibilitou a concepção de um *script* de modelagem para a simulação no software OpenDSS, com o propósito de realizar uma análise do impacto sobre o transformador.

A simulação do sistema de distribuição realizada no estudo de caso, durante o período de horário ponta, resultou na ocorrência de sobrecarga no transformador. A partir de uma introdução de 20% dos VEB no sistema, a sobrecarga atingiu um valor de 149% da capacidade nominal do equipamento, resultando em uma redução significativa de sua vida útil. Em níveis de 60% e 80% de introdução de VEB, a sobrecarga atingiu patamares críticos, chegando a 420%, levando a falhas permanentes no equipamento e interrupções no fornecimento de energia. Durante simulações realizadas no horário ponta, as sobrecargas foram menos acentuadas devido às características da curva de carga residencial. No entanto, a introdução dos VEB com essas características de carregamento, ainda resultaram na sobrecarga do sistema em níveis semelhantes aos observados no horário ponta.

Com base nos resultados do estudo de caso, torna-se evidente que a infraestrutura do sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil não está preparado para suportar a carga adicional proveniente dos VEB nas respectivas taxas de introdução. Levando em consideração a tendência global de mobilidade elétrica, é determinante que as entidades encarregadas da administração e planejamento do sistema elétrico brasileiro desenvolvam estratégias de planejamento a médio e longo prazo com o objetivo de mitigar o impacto decorrente da incorporação de carga adicional no sistema.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Considerando que este estudo se restringiu à análise de parâmetros padrões e características de carregamento simultâneo e localizado dos VEB, é recomendável que futuros trabalhos desenvolvam uma metodologia que englobe sistemas de distribuição incorporados a cargas

comerciais equipadas com estações de carregamento, bem como as características de carregamento sem a suposição de simultaneidade. Os estudos devem abordar o carregamento dos veículos de maneira independente, sem assumir que todos serão carregados ao mesmo tempo.

Além disso, uma sugestão para pesquisas futuras consiste em analisar os impactos que vão além dos transformadores do sistema de distribuição, abrangendo os alimentadores de subestação, condutores e outros componentes utilizados no sistema de distribuição. Ao avaliar esses elementos, será possível analisar de forma abrangente o impacto e identificar possíveis soluções para mitigar problemas relacionados à sobrecarga no sistema.

5.2 ARTIGO PUBLICADO

A partir dos resultados obtidos no estudo do TCC I, este trabalho foi apresentado em forma de um artigo na RBS Magazine, Revista Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, Vol. 06 - Nº 54 - SET/OUT 2023. O artigo apresentando tem o seguinte título: A VIABILIDADE DE TER UM VEÍCULO ELÉTRICO ABASTECIDO POR ENERGIA FOTOVOLTAICA EM UMA EMPRESA BRASILEIRA. O artigo foi desenvolvido em conjunto com o professor orientador Me. Tiago Cassol Severo.

REFERÊNCIAS

ABNT. **ABNT NBR IEC 61851-1:2013. Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos.** 2013. 47 p.

ABVE. **Notícias.** 2023. Disponível em: <<http://www.abve.org.br/eletrificados-crescem-51-no-1o-quadrimestre/>>. Acesso em: 05 de junho de 2023.

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA.** 2023. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/home?experience=power-bi>>. Acesso em: 12 de abril 2023.

ANFAVEA. **Dados Estatísticos para Download.** 2023. Disponível em: <<https://anfavea.com.br/site/edicoes-em-excel/>>. Acesso em: 05 de junho de 2023.

AUTOPAPO. **Últimas Notícias.** 2023. Disponível em: <<https://autopapo.uol.com.br/noticia/carros-eletricos-modelos-precos/>>. Acesso em: 19 de setembro de 2023.

BORBA, B. S. M. C. **Modelagem integrada da introdução de veículos leves conectáveis à rede elétrica no sistema energético brasileiro, Tese (doutorado) - COPPE, Programa de Planejamento Energético.** 2012. 1-179 p.

CARBLOG. **Notícias.** 2023. Disponível em: <<https://www.car.blog.br/2023/07/impressoes-byd-dolphin-carro-eletrico.html>>. Acesso em: 19 de setembro de 2023.

CLIMATE WATCH. **Historical GHG Emissions.** 2023. Disponível em: <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?chartType=line&end_year=2019§ors=transportation&start_year=1990>. Acesso em: 03 de abril 2023.

COLLIN, A. J.; DJOKIC, S. Z.; THOMAS, H. F. Modelling of electric vehicle chargers for power system analysis. **11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization**, p. 1–6, 2011.

CPFL. **Curvas de Carga Diária Típica.** 2003. 1-26 p.

CPFL. **Normas Técnicas.** 2023. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/normas-tecnicas>>. Acesso em: 09 de outubro de 2023.

DIK, A.; OMER, S.; BOUKHANOUF, R. Electric vehicles: V2g for rapid, safe, and green ev penetration. **Energies**, MDPI, v. 15, p. 1–26, 2022. ISSN 19961073.

DOLUWEERA, G. *et al.* A scenario-based study on the impacts of electric vehicles on energy consumption and sustainability in alberta. **Applied Energy**, Elsevier Ltd, v. 268, 6 2020. ISSN 03062619.

EPE. **Projeção de curva de carga horária.** 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>>. Acesso em: 19 de setembro de 2023.

EPE. **Painel de Monitoramento do Consumo de Energia Elétrica.** 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 17 de maio de 2023.

EPRI. **Power Delivery Utilization**. 2012. Disponível em: <<https://www.epri.com/research/products/000000000001024101>>. Acesso em: 05 de junho de 2023.

EPRI. **Power Delivery Utilization**. 2023. Disponível em: <<https://www.epri.com/pages/sa/openss>>. Acesso em: 05 de junho de 2023.

GAONACH, T. **Contribution à l'analyse de l'impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution d'électricité**, Tese (doutorado), Engenharia Elétrica e Eletrônica. 2015. 1-202 p.

HALIM, A. A. E. B. A. E. *et al.* Electric vehicles: a review of their components and technologies. **International Journal of Power Electronics and Drive Systems**, Institute of Advanced Engineering and Science, v. 13, p. 2041–2061, 12 2022. ISSN 20888694.

IEA . **Electric vehicles**. 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/electricity-sector>>. Acesso em: 29 de março 2023.

IEA. **Electric vehicles**. 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electric-vehicles>>. Acesso em: 29 de março 2023.

MARIOTTO, F. *et al.* Impactos econômicos de veículos elétricos na rede de distribuição de energia elétrica brasileira. **THE 12th LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION**, p. 1–10, 2017.

MARTINEZ. **Carregamento e potência nominal dos transformadores**. 2023. Disponível em: <https://www.osestoreletrico.com.br/wp-content/uploads/documentos/fasciculos/ed-111_Fasciculo_Cap-IV-Analise-de-consumo-de-energia-e-aplicacoes.pdf>. Acesso em: 09 de outubro de 2023.

MICHAELIDES, E. E. Primary energy use and environmental effects of electric vehicles. **World Electric Vehicle Journal**, MDPI, v. 12, 2021. ISSN 20326653.

MONIZ, O. V. **PERDA DE VIDA ÚTIL TÉCNICA E PERDA DE VIDA ÚTIL ECONÔMICA DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO**, Tese (mestrado) - Pós Graduação em Engenharia Elétrica. 2007. 1-175 p.

ONS. **Dados Gerais**. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>>. Acesso em: 23 de abril 2023.

RAVI, S. S.; AZIZ, M. Utilization of electric vehicles for vehicle-to-grid services: Progress and perspectives. **Energies**, MDPI, v. 15, 1 2022. ISSN 19961073.




SAUSEN, J. P. **Análise do Carregamento de Veículos Elétricos na Curva de Carga do Transformador de Distribuição**, Tese (mestrado) - Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. 2017. 1-101 p.

SIMON, E. C. **AVALIAÇÃO DE IMPACTOS DA RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**, Tese (mestrado) - COPPE, Programa de Planejamento Energético. 2013. 1-149 p.

TALJEGARD, M. *et al.* Impacts of electric vehicles on the electricity generation portfolio – a scandinavian-german case study. **Applied Energy**, Elsevier Ltd, v. 235, p. 1637–1650, 2 2019. ISSN 03062619.

TEIXEIRA, A. C. R.; SODRÉ, J. R. Impacts of replacement of engine powered vehicles by electric vehicles on energy consumption and co2 emissions. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, Elsevier Ltd, v. 59, p. 375–384, 3 2018. ISSN 13619209.

ANEXO A – FICHA TÉCNICA BYD DOLPHIN, INFORMADO PELO FABRICANTE.

BYD DOLPHIN	
ESPECIFICAÇÕES E CONFIGURAÇÕES	
	
Parâmetros básicos	
Comprimento (mm)	4125
Largura (mm)	1770
Altura (mm)	1570
Entre-eixos (mm)	2700
Bitola dianteira/traseira (mm)	1.530/1.530
Altura mínima do solo (mm)	120
Peso em ordem de marcha (kg)	1405
Peso bruto total (kg)	1815
Pneus	195/60 R16
Balanço frontal/Balanço traseiro (mm)	695/730
Suspensão dianteira	McPherson
Suspensão traseira	Eixo de torção
Freio dianteiro	Discos ventilados
Freio traseiro	Discos sólidos
	
Performance	
Tração	FWD
Potência	95 cv
Torque máximo (Nm)	180
Aceleração de 0 a 100 km/h (s)	10,9
Velocidade máxima (km/h)	160
Autonomia (PBEV)	291km
	
Bateria	
Tipo de Bateria	Blade (LFP)
Capacidade da bateria (kWh)	44,9
Tempo de recarga (30% a 80%) DC	30 minutos

APÊNDICE A – MODELOS DE VEB COMERCIALIZADOS NO BRASIL

Modelo	Valor	Aut. (km)	Bateria (kWh)	Potência (cv)	Taxa (km/R\$)
Renault Kwid ET	R\$ 146.990	298	26,8	65	2,04
Caoa Chery iCar	R\$ 139.990	282	30,8	61	2,03
BYD Dolphin	R\$ 149.800	291	44,9	91	1,95
JAC E-JS1	R\$ 164.900	302	30,2	62	1,84
Keyton WX7	R\$ 263.890	450	61,3	81	1,71
Renault Zoe ET	R\$ 239.990	385	52,0	135	1,61
JAC Iev40	R\$ 189.900	300	40,0	130	1,59
JAC E-JS4	R\$ 256.900	402	55,1	150	1,57
JAC E-J7	R\$ 259.900	402	50,1	193	1,55
Peugeot e-208	R\$ 252.061	340	50,0	136	1,35
Chevrolet Bolt	R\$ 317.000	416	66,0	203	1,31
Fiat 500e	R\$ 255.990	320	42,0	118	1,25
Volvo C40 RCG	R\$ 419.950	444	78,0	408	1,06
Volvo XC40 RCG	R\$ 399.950	418	52,0	413	1,05
Mini Cooper S E	R\$ 248.590	234	32,6	184	0,94
Nissan Leaf	R\$ 293.790	272	40,0	149	0,93
BYD Han	R\$ 539.990	500	76,9	494	0,93
BYD Tan	R\$ 519.990	437	86,4	517	0,84
Audi e-tron	R\$ 609.990	463	95,0	408	0,76
Jaguar I-Pace	R\$ 628.950	470	90,0	400	0,75
Porsche Taycan	R\$ 629.000	432	71,0	326	0,69
Mercedes EQC	R\$ 669.900	445	80,0	408	0,67
BMW Ix	R\$ 670.950	425	76,6	326	0,63
Audi e-tron Sp.	R\$ 827.990	380	95,0	503	0,46
Mercedes EQ	R\$ 1.350.000	580	107,8	658	0,43
Audi e-tron GT	R\$ 1.800.000	470	93,4	646	0,26

Fonte: Adaptado de (AUTOPAPO, 2023)

APÊNDICE B – SCRIPT DA SIMULAÇÃO DO ESTUDO DE CASO

```

clear

new circuit.lowvoltage

basekv=13.8 pu=1.00 angle=0.0 frequency=60.0 phases=3

----- Line without transposition -----

new linecode.line_AI_2/0 nphases=3 BaseFreq=60 ! 3x2/0 (2)rmatrix=( 0.706002 | 0.21249
0.676064 | 0.203316 0.18989 0.659871) xmatrix=(0.69654 | 0.415697 0.730757 | 0.37383
0.441747 0.74953) cmatrix=(0.0 | 0.0 0.0 | 0.0 0.0 0.0)

new linecode.line_AI_1/0 nphases=3 BaseFreq=60 ! 3x1/0 (2)

rmatrix=( 0.830897 | 0.21249 0.80096 | 0.203316 0.18989 0.784767)
xmatrix=(0.70549 | 0.41568 0.739687 | 0.37384 0.441722 0.758458)
cmatrix=(0.0 | 0.0 0.0 | 0.0 0.0 0.0)

New transformer.trafo phases=3 windings=2

Xhl=2.04 \%loadloss=.5 \%noloadloss=.2

wdg=1 bus=sourcebus kV=13.8 kva=75 conn=delta tap=1 NumTaps=5 Mintap= 0.95
Maxtap=1.05

wdg=2 bus=barra1 kV=0.380 kva=75 conn=wye

----- Define Lines-----

new line.1-2 bus1=barra1 bus2=barra2 linecode=line_AI_2/0 length=0.020

new line.4-8 bus1=barra4 bus2=barra8 linecode=line_AI_2/0 length=0.035
unit=km

new line.8-11 bus1=barra8 bus2=barra11 linecode=line_AI_1/0 length=0.020
unit=km

new line.8-12 bus1=barra8 bus2=barra12 linecode=line_AI_2/0 length=0.030
unit=km

new line.12-16 bus1=barra12 bus2=barra16 linecode=line_AI_2/0 length=0.030
unit=km

new line.8-13 bus1=barra8 bus2=barra13 linecode=line_AI_1/0 length=0.020
unit=km

new line.13-17 bus1=barra13 bus2=barra17 linecode=line_AI_1/0 length=0.020
unit=km

```

new line.17-24 unit=km	bus1=barra17	bus2=barra24	linecode=line_AI_1/0	length=0.025
new line.24-27 unit=km	bus1=barra24	bus2=barra27	linecode=line_AI_1/0	length=0.020
new line.3-6 unit=km	bus1=barra3	bus2=barra6	linecode=line_AI_1/0	length=0.020
new line.3-7 unit=km	bus1=barra3	bus2=barra7	linecode=line_AI_1/0	length=0.030
new line.7-10 unit=km	bus1=barra7	bus2=barra10	linecode=line_AI_1/0	length=0.030
new line.10-15 unit=km	bus1=barra10	bus2=barra15	linecode=line_AI_1/0	length=0.040
new line.15-21 unit=km	bus1=barra15	bus2=barra21	linecode=line_AI_1/0	length=0.040
new line.15-22 unit=km	bus1=barra15	bus2=barra22	linecode=line_AI_1/0	length=0.040
new line.15-23 unit=km	bus1=barra15	bus2=barra23	linecode=line_AI_1/0	length=0.040
new line.3-5 unit=km	bus1=barra3	bus2=barra5	linecode=line_AI_2/0	length=0.020
new line.5-9	bus1=barra5	bus2=barra9	linecode=line_AI_2/0	length=0.020
new line.9-14 unit=km	bus1=barra9	bus2=barra14	linecode=line_AI_2/0	length=0.020
new line.14-18 unit=km	bus1=barra14	bus2=barra18	linecode=line_AI_1/0	length=0.020
new line.14-20 unit=km	bus1=barra14	bus2=barra20	linecode=line_AI_1/0	length=0.020
new line.20-26 unit=km	bus1=barra20	bus2=barra26	linecode=line_AI_1/0	length=0.015
new line.26-28 unit=km	bus1=barra26	bus2=barra28	linecode=line_AI_1/0	length=0.015
new line.28-29 unit=km	bus1=barra28	bus2=barra29	linecode=line_AI_1/0	length=0.020
new line.14-19 unit=km	bus1=barra14	bus2=barra19	linecode=line_AI_2/0	length=0.035
new line.19-25 unit=km	bus1=barra19	bus2=barra25	linecode=line_AI_2/0	length=0.035

```

new line.16-30 bus1=barra16 bus2=barra30 linecode=line_Al_2/0 length=0.030
unit=km

new line.11-31 bus1=barra11 bus2=barra31 linecode=line_Al_2/0 length=0.020
unit=km

new line.31-32 bus1=barra31 bus2=barra32 linecode=line_Al_2/0 length=0.020
unit=km

new line.18-33 bus1=barra18 bus2=barra33 linecode=line_Al_2/0 length=0.020
unit=km

new line.22-34 bus1=barra22 bus2=barra34 linecode=line_Al_2/0 length=0.020
unit=km

-----Define Couple of Loads -----

new loadshape.residencial_1 npts=24 interval=1 mult= (0.85 0.76 0.7 0.68 0.68 0.74 0.86 0.85
0.85 0.87 0.91 1 0.96 0.95 0.95 0.94 1.02 1.25 1.55 1.64 1.49 1.34 1.24 1.07)

new loadshape.residencial_ve_ponta npts=24 interval=1 mult= (1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 1 1 1 1 1 1)

new loadshape.residencial_ve_fora_ponta npts=24 interval=1 mult= (1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 1)

-----Horario_Ponta-----

-----20\% de VE -----

new load.carga30ab_ve_ponta bus1=barra30.1.2 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

new load.carga2bc_ve_ponta bus1=barra2.2.3 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

new load.carga31ca_ve_ponta bus1=barra31.3.1 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

new load.carga4ab_ve_ponta bus1=barra4.1.2 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

-----60\% de VE -----

new load.carga5bc_ve_ponta bus1=barra5.2.3 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

new load.carga6ca_ve_ponta bus1=barra6.3.1 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

new load.carga7ab_ve_ponta bus1=barra7.1.2 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

new load.carga32bc_ve_ponta bus1=barra32.2.3 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

```


new load.carga9ca_ve_ponta bus1=barra9.3.1 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

new load.carga10ab_ve_ponta bus1=barra10.1.2 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

new load.carga11bc_ve_ponta bus1=barra11.2.3 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

new load.carga12ca_ve_ponta bus1=barra12.3.1 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

-----80\% de VE -----

new load.carga16ab_ve_ponta bus1=barra16.1.2 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

new load.carga17bc_ve_ponta bus1=barra17.2.3 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

new load.carga18ca_ve_ponta bus1=barra18.3.1 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

new load.carga19ab_ve_ponta bus1=barra19.1.2 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7 pf=1
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_ponta

-----Horario_Fora_Ponta-----

-----20\% de VE -----

new load.carga30ab_ve_fora_ponta bus1=barra30.1.2 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

new load.carga2bc_ve_fora_ponta bus1=barra2.2.3 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

new load.carga31ca_ve_fora_ponta bus1=barra31.3.1 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

new load.carga4ab_ve_fora_ponta bus1=barra4.1.2 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

-----60\% de VE -----

new load.carga5bc_ve_fora_ponta bus1=barra5.2.3 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

new load.carga6ca_ve_fora_ponta bus1=barra6.3.1 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

new load.carga7ab_ve_fora_ponta bus1=barra7.1.2 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

new load.carga32bc_ve_fora_ponta bus1=barra32.2.3 phases=1 Model=1 kV= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

```

new load.carga9ca_ve_fora_ponta bus1=barra9.3.1 phases=1 Model=1 kv= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

new load.carga10ab_ve_fora_ponta bus1=barra10.1.2 phases=1 Model=1 kv= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

new load.carga11bc_ve_fora_ponta bus1=barra11.2.3 phases=1 Model=1 kv= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

new load.carga12ca_ve_fora_ponta bus1=barra12.3.1 phases=1 Model=1 kv= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

-----80\% de VE -----

new load.carga16ab_ve_fora_ponta bus1=barra16.1.2 phases=1 Model=1 kv= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

new load.carga17bc_ve_fora_ponta bus1=barra17.2.3 phases=1 Model=1 kv= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

new load.carga18ca_ve_fora_ponta bus1=barra18.3.1 phases=1 Model=1 kv= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

new load.carga19ab_ve_fora_ponta bus1=barra19.1.2 phases=1 Model=1 kv= 0.220 kW= 7
pf=1 vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_ve_fora_ponta

-----

new load.carga30ab bus1=barra30.1.2 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1

new load.carga30ab bus1=barra30.1.2 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1

new load.carga2bc bus1=barra2.2.3 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1

new load.carga31ca bus1=barra31.3.1 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1

new load.carga4ab bus1=barra4.1.2 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1

new load.carga5bc bus1=barra5.2.3 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1

new load.carga6ca bus1=barra6.3.1 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1

new load.carga7ab bus1=barra7.1.2 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1

new load.carga32bc bus1=barra32.2.3 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1

new load.carga9ca bus1=barra9.3.1 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1

```

```

new load.carga10ab bus1=barra10.1.2 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1
new load.carga11bc bus1=barra11.2.3 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1
new load.carga12ca bus1=barra12.3.1 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1
new load.carga13ab bus1=barra13.1.2 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1
new load.carga33bc bus1=barra33.2.3 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1
new load.carga34ca bus1=barra34.3.1 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1
new load.carga16ab bus1=barra16.1.2 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1
new load.carga17bc bus1=barra17.2.3 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1
new load.carga18ca bus1=barra18.3.1 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1
new load.carga19ab bus1=barra19.1.2 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8
vmaxpu=1.05 model=1 daily=residencial_1
new load.carga20bc bus1=barra20.2.3 phases=1 kva=0.5 pf=0.92 kv=0.220 vminpu=0.8

```

monitores

monitor transformador

```
new monitor.transformador element=transformer.trafo terminal=2 mode=1 polar=no
```

```
new monitor.transformador_kva element=transformer.trafo terminal=2 mode=1 polar=yes
```

```
new monitor.transformador_tensao element=transformer.trafo terminal=2 mode=0
```

```
Set voltagebases="13.8 .380 .22"
```

```
CalcVoltagebases
```

```
set mode = daily
```

```
set stepsize = 1h
```

```
set number = 24
```

```
set loadmult=1
```

```
set demandinterval=True
```

```
set overloadreport=True
```

```
solve
```

```
closeDI
```

```
Export monitors transformador
```

```
Export monitors transformador_tensao
```

APÊNDICE C – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO SEM VEB

Hora	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	S transformador (kVA)
1:00	6,94	7,32	6,68	22,76
2:00	6,21	6,56	5,98	20,37
3:00	5,72	6,04	5,51	18,78
4:00	5,56	5,87	5,35	18,25
5:00	5,56	5,87	5,35	18,25
6:00	6,05	6,39	5,82	19,84
7:00	7,02	7,41	6,75	23,03
8:00	6,94	7,32	6,68	22,76
9:00	6,94	7,32	6,68	22,76
10:00	7,10	7,50	6,83	23,29
11:00	7,42	7,84	7,14	24,35
12:00	8,15	8,60	7,84	26,73
13:00	7,82	8,26	7,53	25,67
14:00	7,74	8,18	7,45	25,41
15:00	7,74	8,18	7,45	25,41
16:00	7,66	8,09	7,37	25,14
17:00	8,31	8,77	7,99	27,26
18:00	10,15	10,72	9,77	33,31
19:00	12,54	13,24	12,07	41,15
20:00	13,26	13,99	12,75	43,49
21:00	12,07	12,73	11,61	39,59
22:00	10,87	11,47	10,46	35,67
23:00	10,07	10,63	9,69	33,05
0:00	8,71	9,19	8,38	28,58

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE D – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA
SIMULAÇÃO SEM VEB**

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
2:00	218,70	218,60	218,61	30,32	32,61	30,32
3:00	218,75	218,66	218,67	27,94	30,05	27,94
4:00	218,77	218,68	218,69	27,15	29,19	27,14
5:00	218,77	218,68	218,69	27,15	29,19	27,14
6:00	218,71	218,62	218,63	29,53	31,75	29,52
7:00	218,60	218,49	218,51	34,29	36,87	34,28
8:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
9:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
10:00	218,60	218,48	218,50	34,68	37,29	34,68
11:00	218,56	218,44	218,46	36,27	39,00	36,26
12:00	218,48	218,35	218,36	39,83	42,82	39,82
13:00	218,51	218,39	218,40	38,25	41,12	38,24
14:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
15:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
16:00	218,53	218,41	218,43	37,46	40,27	37,45
17:00	218,46	218,33	218,34	40,62	43,67	40,61
18:00	218,25	218,09	218,11	49,69	53,42	49,68
19:00	217,98	217,77	217,80	61,48	66,08	61,46
20:00	217,89	217,68	217,71	65,01	69,87	64,98
21:00	218,03	217,84	217,86	59,13	63,55	59,11
22:00	218,17	217,99	218,02	53,24	57,22	53,22
23:00	218,26	218,10	218,12	49,30	53,00	49,28
0:00	218,41	218,27	218,29	42,59	45,79	42,58

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE E – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO COM 20%
DE VEB EM HORÁRIO PONTA.**

Hora	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	S transformador (kVA)
1:00	34,26	34,11	25,08	94,51
2:00	33,58	33,40	24,41	92,40
3:00	5,72	6,04	5,51	18,78
4:00	5,56	5,87	5,35	18,25
5:00	5,56	5,87	5,35	18,25
6:00	6,05	6,39	5,82	19,84
7:00	7,02	7,41	6,75	23,03
8:00	6,94	7,32	6,68	22,76
9:00	6,94	7,32	6,68	22,76
10:00	7,10	7,50	6,83	23,29
11:00	7,42	7,84	7,14	24,35
12:00	8,15	8,60	7,84	26,73
13:00	7,82	8,26	7,53	25,67
14:00	7,74	8,18	7,45	25,41
15:00	7,74	8,18	7,45	25,41
16:00	7,66	8,09	7,37	25,14
17:00	8,31	8,77	7,99	27,26
18:00	10,15	10,71	9,77	33,31
19:00	39,54	39,61	30,25	110,69
20:00	40,22	40,31	30,90	112,23
21:00	39,09	39,14	29,81	109,31
22:00	37,97	37,97	28,71	105,86
23:00	37,22	37,19	27,97	103,56
0:00	35,93	35,85	26,72	99,62

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE F – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA
SIMULAÇÃO COM 20% DE VEB EM HORÁRIO PONTA**

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1:00	218,18	216,27	217,61	157,36	162,43	116,35
2:00	218,27	216,36	217,71	154,26	158,81	113,04
3:00	218,75	218,66	218,67	27,94	30,05	27,94
4:00	218,77	218,68	218,69	27,15	29,19	27,14
5:00	218,77	218,68	218,69	27,15	29,19	27,14
6:00	218,71	218,62	218,63	29,53	31,75	29,53
7:00	218,60	218,49	218,51	34,29	36,87	34,28
8:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
9:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
10:00	218,60	218,48	218,50	34,69	37,29	34,68
11:00	218,56	218,44	218,46	36,27	39,00	36,26
12:00	218,48	218,35	218,36	39,83	42,82	39,82
13:00	218,51	218,39	218,40	38,25	41,12	38,24
14:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
15:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
16:00	218,53	218,41	218,43	37,46	40,27	37,45
17:00	218,46	218,33	218,34	40,62	43,67	40,61
18:00	218,25	218,09	218,11	49,70	53,42	49,68
19:00	217,52	215,54	216,89	181,79	190,45	142,21
20:00	217,44	215,45	216,80	184,96	194,04	145,54
21:00	217,58	215,61	216,95	179,68	188,06	139,99
22:00	217,72	215,76	217,11	174,42	182,07	134,44
23:00	217,82	215,86	217,21	170,92	178,07	130,74
0:00	217,98	216,04	217,38	164,99	171,26	124,46

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE G – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO COM 60%
DE VEB EM HORÁRIO PONTA**

Hora	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	S transformador (kVA)
1:00	77,27	77,74	77,01	232,32
2:00	76,66	77,10	76,43	230,45
3:00	5,72	6,04	5,50	18,77
4:00	5,56	5,87	5,35	18,25
5:00	5,56	5,87	5,35	18,25
6:00	6,05	6,39	5,82	19,85
7:00	7,02	7,41	6,75	23,04
8:00	6,94	7,32	6,68	22,76
9:00	6,94	7,32	6,68	22,76
10:00	7,10	7,50	6,83	23,29
11:00	7,42	7,84	7,14	24,35
12:00	8,15	8,60	7,84	26,74
13:00	7,82	8,26	7,53	25,67
14:00	7,74	8,18	7,45	25,41
15:00	7,74	8,18	7,45	25,41
16:00	7,66	8,09	7,37	25,14
17:00	8,31	8,77	7,99	27,26
18:00	10,15	10,72	9,77	33,33
19:00	81,96	82,67	81,47	246,82
20:00	82,56	83,30	82,03	248,68
21:00	81,56	82,25	81,09	245,59
22:00	80,56	81,20	80,14	242,48
23:00	79,90	80,50	79,50	240,41
0:00	78,75	79,30	78,42	236,89

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE H – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA
SIMULAÇÃO COM 60% DE VEB EM HORÁRIO PONTA**

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1:00	214,83	214,71	214,71	360,05	362,57	359,20
2:00	214,92	214,80	214,80	357,02	359,35	356,27
3:00	218,75	218,66	218,67	27,93	30,04	27,93
4:00	218,77	218,68	218,69	27,15	29,19	27,14
5:00	218,77	218,68	218,69	27,15	29,19	27,14
6:00	218,71	218,62	218,63	29,54	31,76	29,53
7:00	218,60	218,49	218,51	34,30	36,89	34,30
8:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
9:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
10:00	218,60	218,48	218,50	34,69	37,30	34,68
11:00	218,56	218,44	218,46	36,27	39,00	36,27
12:00	218,48	218,34	218,36	39,84	42,84	39,83
13:00	218,51	218,39	218,41	38,24	41,12	38,23
14:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
15:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
16:00	218,53	218,41	218,43	37,45	40,27	37,44
17:00	218,46	218,32	218,34	40,63	43,68	40,62
18:00	218,25	218,08	218,11	49,72	53,45	49,71
19:00	214,17	213,96	213,98	383,59	387,58	382,04
20:00	214,09	213,87	213,89	386,61	390,79	384,98
21:00	214,23	214,03	214,04	381,58	385,43	380,08
22:00	214,37	214,19	214,20	376,54	380,08	375,19
23:00	214,46	214,29	214,30	373,18	376,51	371,92
0:00	214,62	214,47	214,48	367,46	370,43	366,37

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE I – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO COM 80%
DE VEB EM HORÁRIO PONTA**

Hora	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	S transformador (kVA)
1:00	102,26	100,59	93,11	296,33
2:00	101,69	100,00	92,57	294,61
3:00	5,72	6,04	5,51	18,78
4:00	5,56	5,87	5,35	18,24
5:00	5,56	5,87	5,35	18,25
6:00	6,05	6,38	5,82	19,85
7:00	7,02	7,41	6,75	23,04
8:00	6,94	7,33	6,68	22,76
9:00	6,94	7,32	6,68	22,76
10:00	7,10	7,49	6,83	23,29
11:00	7,42	7,84	7,14	24,36
12:00	8,15	8,60	7,84	26,74
13:00	7,82	8,26	7,53	25,67
14:00	7,74	8,18	7,45	25,41
15:00	7,74	8,18	7,45	25,41
16:00	7,66	8,09	7,37	25,14
17:00	8,31	8,77	7,99	27,27
18:00	10,16	10,71	9,77	33,34
19:00	106,62	105,10	97,33	309,78
20:00	107,18	105,68	97,87	311,50
21:00	106,25	104,72	96,97	308,63
22:00	105,32	103,76	96,08	305,75
23:00	104,70	103,11	95,47	303,83
0:00	103,64	102,02	94,45	300,55

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE J – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA
SIMULAÇÃO COM 80% DE VEB EM HORÁRIO PONTA**

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1:00	214,03	212,26	213,66	477,77	476,13	436,35
2:00	214,12	212,35	213,76	474,94	473,03	433,53
3:00	218,75	218,66	218,67	27,95	30,05	27,94
4:00	218,77	218,68	218,69	27,14	29,19	27,14
5:00	218,77	218,68	218,69	27,15	29,19	27,14
6:00	218,71	218,62	218,63	29,55	31,77	29,54
7:00	218,60	218,49	218,50	34,32	36,89	34,30
8:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
9:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
10:00	218,60	218,48	218,50	34,69	37,30	34,68
11:00	218,56	218,44	218,46	36,28	39,00	36,27
12:00	218,47	218,34	218,36	39,85	42,84	39,84
13:00	218,51	218,39	218,41	38,24	41,12	38,23
14:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
15:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
16:00	218,53	218,41	218,43	37,45	40,27	37,44
17:00	218,46	218,32	218,34	40,64	43,68	40,62
18:00	218,24	218,08	218,10	49,76	53,46	49,72
19:00	213,36	211,52	212,94	499,80	500,16	458,36
20:00	213,27	211,43	212,84	502,62	503,25	461,19
21:00	213,42	211,59	213,00	497,91	498,11	456,47
22:00	213,56	211,74	213,15	493,20	492,97	451,76
23:00	213,66	211,85	213,26	490,05	489,53	448,62
0:00	213,82	212,02	213,43	484,70	483,69	443,27

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE K – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO COM 20%
DE VEB EM HORÁRIO FORA PONTA**

Hora	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	S transformador (kVA)
1:00	34,26	34,11	25,08	94,51
2:00	33,58	33,40	24,41	92,40
3:00	33,12	32,92	23,96	91,00
4:00	32,97	32,76	23,81	90,53
5:00	32,97	32,76	23,81	90,53
6:00	33,42	33,24	24,26	91,94
7:00	34,34	34,19	25,16	94,74
8:00	6,94	7,32	6,68	22,76
9:00	6,94	7,32	6,68	22,76
10:00	7,10	7,50	6,83	23,29
11:00	7,42	7,84	7,14	24,35
12:00	8,15	8,60	7,84	26,73
13:00	7,82	8,26	7,53	25,67
14:00	7,74	8,18	7,45	25,41
15:00	7,74	8,18	7,45	25,41
16:00	7,66	8,09	7,37	25,14
17:00	8,31	8,77	7,99	27,26
18:00	10,15	10,71	9,77	33,31
19:00	12,55	13,23	12,07	41,15
20:00	13,26	13,99	12,75	43,49
21:00	12,07	12,73	11,61	39,59
22:00	10,87	11,47	10,46	35,67
23:00	10,07	10,63	9,69	33,05
0:00	35,93	35,85	26,72	99,62

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE L – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA
SIMULAÇÃO COM 20% DE VEB EM HORÁRIO FORA PONTA**

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1:00	218,18	216,27	217,61	157,36	162,43	116,35
2:00	218,27	216,36	217,71	154,26	158,81	113,04
3:00	218,33	216,42	217,77	152,19	156,40	110,84
4:00	218,34	216,44	217,79	151,50	155,59	110,11
5:00	218,34	216,44	217,79	151,50	155,59	110,11
6:00	218,29	216,38	217,73	153,57	158,01	112,31
7:00	218,17	216,26	217,60	157,71	162,83	116,72
8:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
9:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
10:00	218,60	218,48	218,50	34,69	37,29	34,68
11:00	218,56	218,44	218,46	36,27	39,00	36,26
12:00	218,48	218,35	218,36	39,83	42,82	39,82
13:00	218,51	218,39	218,40	38,25	41,12	38,24
14:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
15:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
16:00	218,53	218,41	218,43	37,46	40,27	37,45
17:00	218,46	218,33	218,34	40,62	43,67	40,61
18:00	218,25	218,09	218,11	49,70	53,42	49,68
19:00	217,97	217,77	217,80	61,49	66,08	61,46
20:00	217,89	217,68	217,71	65,01	69,87	64,98
21:00	218,03	217,84	217,86	59,12	63,55	59,10
22:00	218,17	217,99	218,02	53,23	57,22	53,21
23:00	218,26	218,10	218,12	49,30	53,00	49,28
0:00	217,98	216,04	217,38	164,99	171,26	124,46

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE M – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO COM
60% DE VEB EM HORÁRIO FORA PONTA**

Hora	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	S transformador (kVA)
1:00	77,27	77,74	77,01	232,32
2:00	76,66	77,10	76,43	230,45
3:00	76,25	76,67	76,04	229,20
4:00	76,12	76,53	75,91	228,78
5:00	76,12	76,53	75,91	228,78
6:00	76,53	76,96	76,30	230,03
7:00	77,34	77,81	77,07	232,53
8:00	6,93	7,32	6,67	22,76
9:00	6,94	7,32	6,68	22,76
10:00	7,10	7,50	6,83	23,29
11:00	7,42	7,84	7,14	24,35
12:00	8,15	8,60	7,84	26,74
13:00	7,82	8,26	7,53	25,67
14:00	7,74	8,18	7,45	25,41
15:00	7,74	8,18	7,45	25,41
16:00	7,66	8,09	7,37	25,14
17:00	8,31	8,77	7,99	27,26
18:00	10,15	10,72	9,77	33,33
19:00	12,55	13,24	12,07	41,18
20:00	13,26	13,99	12,75	43,50
21:00	12,07	12,73	11,61	39,57
22:00	10,87	11,47	10,46	35,65
23:00	10,07	10,63	9,69	33,04
0:00	78,75	79,30	78,42	236,89

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE N – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA
SIMULAÇÃO COM 60% DE VEB EM HORÁRIO FORA PONTA**

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1:00	214,83	214,71	214,71	360,05	362,57	359,20
2:00	214,92	214,80	214,80	357,02	359,35	356,27
3:00	214,97	214,87	214,87	355,00	357,21	354,31
4:00	214,99	214,89	214,89	354,33	356,50	353,66
5:00	214,99	214,89	214,89	354,33	356,50	353,66
6:00	214,94	214,82	214,82	356,35	358,64	355,61
7:00	214,82	214,70	214,70	360,39	362,93	359,53
8:00	218,61	218,50	218,52	33,88	36,44	33,88
9:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
10:00	218,60	218,48	218,50	34,69	37,30	34,68
11:00	218,56	218,44	218,46	36,27	39,00	36,27
12:00	218,48	218,34	218,36	39,84	42,84	39,83
13:00	218,51	218,39	218,41	38,24	41,12	38,23
14:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
15:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
16:00	218,53	218,41	218,43	37,45	40,27	37,44
17:00	218,46	218,32	218,34	40,63	43,68	40,62
18:00	218,25	218,08	218,11	49,72	53,45	49,71
19:00	217,97	217,77	217,80	61,52	66,12	61,50
20:00	217,89	217,68	217,71	65,02	69,88	64,99
21:00	218,03	217,84	217,86	59,11	63,53	59,08
22:00	218,17	217,99	218,02	53,22	57,20	53,20
23:00	218,26	218,10	218,12	49,29	52,98	49,27
0:00	214,62	214,47	214,48	367,46	370,43	366,37

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE O – DADOS DE POTÊNCIA DA SIMULAÇÃO COM 80%
DE VEB EM HORÁRIO FORA PONTA**

Hora	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	S transformador (kVA)
1:00	102,26	100,59	93,11	296,33
2:00	101,69	100,00	92,57	294,61
3:00	101,31	99,61	92,20	293,47
4:00	101,19	99,48	92,08	293,08
5:00	101,19	99,48	92,08	293,08
6:00	101,57	99,87	92,44	294,23
7:00	102,32	100,65	93,17	296,52
8:00	6,94	7,32	6,68	22,76
9:00	6,94	7,32	6,68	22,76
10:00	7,10	7,49	6,83	23,29
11:00	7,42	7,84	7,14	24,36
12:00	8,15	8,60	7,84	26,74
13:00	7,82	8,26	7,53	25,67
14:00	7,74	8,18	7,45	25,41
15:00	7,74	8,18	7,45	25,41
16:00	7,66	8,09	7,37	25,14
17:00	8,31	8,77	7,99	27,27
18:00	10,16	10,71	9,77	33,34
19:00	12,55	13,23	12,07	41,19
20:00	13,26	13,99	12,75	43,51
21:00	12,07	12,74	11,61	39,57
22:00	10,87	11,48	10,46	35,65
23:00	10,07	10,63	9,69	33,03
0:00	103,64	102,02	94,45	300,55

Fonte: (O autor, 2023)

**APÊNDICE P – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE DA
SIMULAÇÃO COM 80% DE VEB EM HORÁRIO FORA PONTA**

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1:00	214,03	212,26	213,66	477,77	476,13	436,35
2:00	214,12	212,35	213,76	474,94	473,03	433,53
3:00	214,18	212,41	213,82	473,05	470,96	431,64
4:00	214,20	212,43	213,84	472,42	470,27	431,01
5:00	214,20	212,43	213,84	472,42	470,27	431,01
6:00	214,14	212,37	213,78	474,31	472,34	432,90
7:00	214,02	212,24	213,65	478,09	476,47	436,67
8:00	218,61	218,50	218,52	33,90	36,45	33,89
9:00	218,61	218,50	218,52	33,89	36,44	33,88
10:00	218,60	218,48	218,50	34,69	37,30	34,68
11:00	218,56	218,44	218,46	36,28	39,00	36,27
12:00	218,47	218,34	218,36	39,85	42,84	39,84
13:00	218,51	218,39	218,41	38,24	41,12	38,23
14:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
15:00	218,52	218,40	218,41	37,85	40,70	37,84
16:00	218,53	218,41	218,43	37,45	40,27	37,44
17:00	218,46	218,32	218,34	40,64	43,68	40,62
18:00	218,24	218,08	218,10	49,76	53,46	49,72
19:00	217,97	217,77	217,80	61,56	66,13	61,51
20:00	217,89	217,68	217,71	65,03	69,88	65,00
21:00	218,03	217,84	217,87	59,09	63,53	59,08
22:00	218,17	218,00	218,02	53,19	57,20	53,19
23:00	218,26	218,10	218,12	49,27	52,98	49,26
0:00	213,82	212,02	213,43	484,70	483,69	443,27

Fonte: (O autor, 2023)