

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Silvana Zauza

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO IMPACTO DA SUBSTITUIÇÃO  
DA FROTA DE VEÍCULOS A COMBUSTÃO POR ELÉTRICOS EM  
UMA INSTITUIÇÃO PÚBLICA DE ENSINO**

Santa Maria, RS  
2021

**Silvana Zauza**

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO IMPACTO DA SUBSTITUIÇÃO DA FROTA  
DE VEÍCULOS A COMBUSTÃO POR ELÉTRICOS EM UMA INSTITUIÇÃO  
PÚBLICA DE ENSINO**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientadora: Prof. Dra. Luciane Neves Canha

Santa Maria, RS  
2021

Zauza, Silvana

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO IMPACTO DA SUBSTITUIÇÃO  
DA FROTA DE VEÍCULOS A COMBUSTÃO POR ELÉTRICOS EM UMA  
INSTITUIÇÃO PÚBLICA / Silvana Zauza.- 2021.

238 p.; 30 cm

Orientadora: Luciane Neves Canha

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2021

1. Veículos Elétricos 2. Estações de Recargas 3.  
Energia Solar Fotovoltaica 4. Políticas Públicas I. Neves  
Canha, Luciane II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

---

© 2021

Todos os direitos autorais reservados a *Silvana Zauza*. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Av. Roraima, 1000, UFSM, Santa Maria, RS. CEP 97105-900.

Fone (0xx) (55) 9 9666-6862; Endereço Eletrônico: [silvana.zauza@gmail.com](mailto:silvana.zauza@gmail.com)

Silvana Zauza

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO IMPACTO DA SUBSTITUIÇÃO DA FROTA DE VEÍCULOS A COMBUSTÃO POR ELÉTRICOS EM UMA INSTITUIÇÃO PÚBLICA DE ENSINO**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

**Aprovado em 09 de junho de 2021:**



---

**Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM) - Videoconferência**  
(Presidente/Orientadora)



---

**Rafael Gressler Milbradt, Dr. (UFSM) -**



---

**Wagner da Silva Brighol, Dr. (IFSUL) - Videoconferência**

Santa Maria, RS  
2021



*Dedico este trabalho ao meu esposo  
Pedro Alex, pela compreensão, apoio,  
incentivo, amor e carinho.*

## **AGRADECIMENTOS**

À Deus, por ter me dado bênçãos e saúde, principalmente para superar momentos de tensão e conflito, me permitindo ter sabedoria e discernimento para assim, conseguir concluir este trabalho.

A Prof. Dra. Luciane Neves Canha, orientadora deste trabalho, que me acolheu como orientanda em 2018, acreditou no meu potencial desde o início e ao longo destes anos, além de um vínculo de orientação, moldou comigo uma confiança, que contribui cada vez mais para o meu crescimento pessoal e profissional.

Aos membros da banca, Prof. Dr. Rafael Gressler Milbradt e Prof. Dr. Wagner da Silva Brignol, pelo aceite em fazer parte deste momento importante, pelas contribuições e correção deste trabalho.

Aos colegas e amigos que colaboraram e contribuíram durante algum momento na elaboração deste trabalho.

Aos demais professores do Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (PPGEE-UFSM) pelos ensinamentos e pela convivência e compartilhamento de ideias durante o período de mestrado.

Aos colegas de pesquisa, e amigos que fiz durante este período de mestrado. Aos colegas que me acompanharam por de 600 km rodados em cada dia de aula, para poder acompanhar disciplinas que foram de grande importância para meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Aos familiares e amigos em geral que fizeram parte e estiveram presentes na minha vida nos últimos anos, torcendo por mim e pelo meu sucesso.

*“O êxito da vida não se mede pelo caminho que você conquistou, mas sim pelas dificuldades que superou no caminho”*

(Abraham Lincoln)

## RESUMO

### **METODOLOGIA PARA ANÁLISE DO IMPACTO DA SUBSTITUIÇÃO DA FROTA DE VEÍCULOS A COMBUSTÃO POR ELÉTRICOS EM UMA INSTITUIÇÃO PÚBLICA DE ENSINO**

AUTORA: Silvana Zauza  
ORIENTADORA: Luciane Neves Canha

A mobilidade elétrica apresenta-se em destaque, principalmente nos países da Europa, Estados Unidos e China, os índices apontam um elevado crescimento nesse setor nos últimos anos. A China lidera o mercado dos elétricos e isso se deve especialmente às iniciativas públicas governamentais que promovem a eletromobilidade através de investimentos em infraestrutura de carregamento e garantem a manutenção de políticas de mobilidade urbana, principalmente ao setor de transportes públicos. O Brasil já apresenta iniciativas em relação à mobilidade elétrica e a maioria delas são decorrentes de ações individuais ou de empresas e organização privadas. O setor público carece de estudos que contribuam com o estabelecimento de procedimentos e regulamentações que considerem substituição da frota a combustão por veículos elétricos. Diante disso, o presente trabalho busca demonstrar as oportunidades relacionadas à mobilidade elétrica para instituições públicas e tem como objetivo desenvolver uma metodologia para criar um perfil de recargas de veículos elétricos para prédios públicos e posteriormente aplicá-la em um caso real para avaliar o impacto econômico sob o ponto de vista de consumo energético da substituição parcial e total da frota a combustão por elétrica em uma instituição pública de ensino. O perfil de recargas busca estabelecer o número e a potência de estações de recargas necessárias para atender a demanda de abastecimento da frota analisada. A partir dessas informações, busca-se avaliar o impacto econômico, sob o ponto de vista energético, proveniente da substituição da frota, através do perfil tarifário adotado pela instituição. A metodologia proposta também leva em consideração a existência de geração solar fotovoltaica e de futuras ampliações dessa geração para avaliar o impacto da geração distribuída sobre a viabilidade técnica e econômica. Para obter os resultados deste estudo foram considerados 4 cenários distintos, onde a substituição parcial e total de uma frota foi considerada, bem como a presença de geração distribuída. Na substituição parcial e total da frota, identificou-se qual a quantidade de estações de recarga, e a potência das mesmas, para atender os veículos elétricos, levando em conta o aumento do consumo de energia elétrica e o retorno financeiro proveniente da inserção e uso da energia elétrica renovável. Uma vez que as recargas dos veículos elétricos impactam no consumo de energia e, dependendo da potência, até mesmo na demanda, foi possível verificar a importância de se ter um perfil de recargas estimado de forma a contribuir com o planejamento da substituição da frota de veículos a combustão por elétricos em instituições públicas que operam com orçamentos limitados e precisam definir suas despesas para anos posteriores.

**Palavras-chave:** Veículos Elétricos, Estações de Recargas, Energia Solar Fotovoltaica, Políticas Públicas.

## ABSTRACT

### METHODOLOGY FOR ANALYZING THE IMPACT OF REPLACING THE FLEET OF COMBUSTION VEHICLES BY ELECTRIC VEHICLES IN A PUBLIC EDUCATION INSTITUTION

AUTHOR: Silvana Zauza

ADVISOR: Luciane Neves Canha

Electric mobility is highlighted, mainly in the countries of Europe, the United States and China, the indexes point to a high growth in this sector in recent years. China leads the market for trams and this is due mainly to public government initiatives that promote electromobility through investments in charging infrastructure and ensure the maintenance of urban mobility policies, especially in the public transport sector. Brazil already has initiatives in relation to electric mobility and most of them are the result of individual actions or private companies and organizations. The public sector lacks studies that contribute to the establishment of procedures and regulations that consider replacing the fleet with combustion by electric vehicles. Given this, the present work seeks to demonstrate the opportunities related to electric mobility for public institutions and aims to develop a methodology to create a profile of electric vehicle recharges for public buildings and later apply it in a real case to assess the economic impact from the point of view of energy consumption of the partial and total replacement of the fleet, combustion by electric in a public educational institution. The refill profile seeks to establish the number and power of refill stations needed to meet the supply demand of the analyzed fleet. Based on this information, the aim is to assess the economic impact, from the energy point of view, resulting from the replacement of the fleet, through the tariff profile adopted by the institution. The proposed methodology also takes into account the existence of solar photovoltaic generation and future expansions of that generation to assess the impact of distributed generation on technical and economic feasibility. To obtain the results of this study, 4 different scenarios were considered, where the partial and total replacement of a fleet was considered, as well as the presence of distributed generation. In the partial and total replacement of the fleet, it was identified the number of charging stations, and their power, to serve electric vehicles, taking into account the increase in electricity consumption and the financial return from insertion and use of renewable electric energy. Since electric vehicle recharges impact energy consumption and, depending on power, even demand, it was possible to verify the importance of having an estimated recharging profile in order to contribute to the planning of the replacement of the vehicle fleet. combustion by electric vehicles in public institutions that operate on limited budgets and need to define their expenses for later years.

**Keywords:** Electric Vehicles, Recharging Stations, Solar Photovoltaic Energy, Public Policies.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Publicações de artigos científicos relacionados à mobilidade elétrica .....	26
Figura 2 – Estoque global de VEs 2010-2019 .....	31
Figura 3 - Estação de carregamento Wallbox .....	34
Figura 4 - Estação de carregamento semi-rápida .....	35
Figura 5 - Estação de carregamento rápido .....	35
Figura 6 - Estação de carregamento ultra-rápida .....	36
Figura 7 - Representação de estações de recargas no RS.....	39
Figura 8 – Estações de carregamento lentas públicas globais .....	40
Figura 9 – Estações de carregamento rápidas globais .....	40
Figura 10 - Principais aplicações de baterias de Li-Ion .....	42
Figura 11 - Comparativo da capacidade de densidade de energia .....	43
Figura 12 – Comparativo de custo entre VE x Bateria Li-Ion.....	44
Figura 13 - Histórico e previsão de custos das baterias de Li-Ion .....	45
Figura 14 - Matriz elétrica brasileira 2019 .....	48
Figura 15 - Participação de cada fonte de GD em 2019 .....	48
Figura 16 - Comparativo de emissões de CO <sub>2</sub> (kg) por MWh gerado em 2017.....	49
Figura 17 - Valor final de energia elétrica.....	51
Figura 18 – Postos tarifários da tarifa branca da RGE Sul.....	53
Figura 19 - Estrutura de uma <i>Smart Grid</i> .....	55
Figura 20 - Diagrama de etapas da metodologia geral .....	59
Figura 21 - Estrutura do perfil tarifário azul .....	75
Figura 22 - Perfil de valores da tarifa azul .....	76
Figura 23 - Curva de carga anual.....	77
Figura 24 - Localização do ponto de estudo .....	78
Figura 25 - Radiação solar média .....	79
Figura 26 - Dados de temperatura média.....	79
Figura 27 - Perfil de recargas das ECs de 50 kW – frota parcial dias de semana... 112	
Figura 28 - Perfil de recargas das ECs de 50 kW – frota parcial finais de semana. 113	
Figura 29 - Topologia proposta cenário 1 .....	117
Figura 30 - Resultados cenário 1 sem gerenciamento .....	118
Figura 31 - Curvas de consumo energia elétrica anual das EC .....	119
Figura 32 – Perfil de consumo anual sem gerenciamento para frota parcial..... 120	
Figura 34 - Curvas do consumo de energia elétrica anual das ECs..... 121	
Figura 35 – Perfil de consumo anual com gerenciamento para frota parcial..... 122	
Figura 36 - Topologia proposta cenário 2..... 123	
Figura 37 - Resultados cenário 2 sem gerenciamento .....	123
Figura 38 - Consumo de energia elétrica anual das ECs .....	125
Figura 39 - Perfil de consumo anual sem gerenciamento para frota total .....	126
Figura 40 - Resultados cenário 2 com gerenciamento .....	126
Figura 41 - Consumo de energia elétrica anual das ECs .....	127
Figura 43 – Topologia proposta cenário 3..... 129	
Figura 44 - Resultados cenário 3 sem gerenciamento .....	130
Figura 45 - Geração energia elétrica sob o modo sem gerenciamento..... 131	
Figura 46 - Resultados cenário 3 com gerenciamento .....	132
Figura 47 - Geração de energia elétrica sob o modo com gerenciamento..... 132	
Figura 48 - Topologia proposta para cenário 4..... 134	
Figura 49 - Resultados cenário 4 sem gerenciamento .....	134
Figura 50 - Geração energia elétrica sob o modo sem gerenciamento..... 136	

Figura 51 - Resultados cenário 4 com gerenciamento .....	137
Figura 52 - Geração energia elétrica sob o modo com gerenciamento .....	137
Figura 53 - Diagrama dos cenários 1 e 2 .....	139
Figura 54 - Diagrama dos cenários 3 e 4 .....	139

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Veículos elétricos emplacados no Brasil de 2012 a out. 2020 .....	32
Quadro 2 - Modelos de VEs e tipos de conectores .....	38
Quadro 3 – Principais tipos de baterias e suas características .....	42
Quadro 4 – Variáveis da frota analisada .....	60
Quadro 5 – Dados necessários para definir a frota elétrica .....	62
Quadro 6 - Escala de recargas.....	66
Quadro 7 - Escala de recargas mensal .....	67
Quadro 8 - Definição de cor para cada modelo de VE .....	68
Quadro 9 - Perfil de recargas diárias genérico .....	68
Quadro 10- Frota elétrica e suas principais características técnicas.....	82
Quadro 11 - Valores médios de quilômetros percorridos pela frota a combustão .....	84
Quadro 12 - Dados da substituição parcial da frota elétrica para recargas em CA ..	86
Quadro 13 – Dados da substituição parcial da frota elétrica para recargas em CC ..	87
Quadro 14 - Escala de recargas da frota parcial .....	88
Quadro 15 - Escala mensal de recargas frota parcial .....	89
Quadro 16 - Perfil de recargas diário das ECs de 50 kW frota parcial dia 2.....	91
Quadro 17 - Perfil de recargas diário da EC de 43 kW frota parcial dia 2 .....	92
Quadro 18 - Perfil de recargas diário das ECs de 88 kW frota parcial dia 2.....	93
Quadro 19 - Perfil de recargas diário da EC de 22 kW frota parcial dia 2 .....	94
Quadro 20 - Perfil de recargas diário das ECs de 88 kW frota parcial dia 2.....	95
Quadro 21 - Dados da substituição total da frota elétrica para recargas em CA.....	98
Quadro 22 - Dados da substituição total da frota elétrica para recargas em CC.....	99
Quadro 23 - Escala de recargas da frota parcial .....	100
Quadro 24 - Escala mensal de recargas frota total .....	101
Quadro 25 - Perfil de recargas diário das ECs de 50 kW frota total dia 2 .....	103
Quadro 26 - Perfil de recargas diário da EC de 43 kW frota total dia 2 .....	104
Quadro 27 - Perfil de recargas diário das ECs de 88 kW frota total dia 2 .....	105
Quadro 29 - Perfil de recargas diário das ECs de 88 kW frota total dia 2 .....	107
Quadro 21 – Resumo dos melhores resultados finais das simulações .....	140



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Modos de Recargas do VEs conforme IEC 61851-1-2017.....	33
Tabela 2 - Valores da tarifa azul aplicados à instituição.....	76
Tabela 3 - Valores fixos de CIP e demanda contratada .....	76
Tabela 4 – Dados do perfil diário curva de carga .....	78
Tabela 5 - Especificações para o módulo solar selecionado.....	80
Tabela 6 - Especificações do inversor selecionado.....	81
Tabela 7 - Especificações técnicas da bateria selecionada .....	81
Tabela 8 - Dados dos VEs recarregados nas ECs de 50 kW em CC.....	96
Tabela 9 - Dados dos VEs recarregados nas ECs de 88 kW em CA .....	108
Tabela 10 - Entrada de dados das ECs de 50 kW - frota parcial.....	110
Tabela 11 - VEs considerados nas ECs de 50 kW - frota parcial.....	111
Tabela 12 - Entrada de dados ECs de 50 kW - frota parcial com gerenciamento ...	114
Tabela 13 - VEs definidos para ECs de 50 kW – frota parcial com gerenciamento	115
Tabela 14 – Produção total de energia elétrica cenário 1 .....	118
Tabela 15 - Consumo de energia elétrica sob o modo sem gerenciamento .....	119
Tabela 16 – Produção total de energia elétrica cenário 1 .....	120
Tabela 17 - Consumo de energia elétrica com gerenciamento .....	121
Tabela 18 - Comparativo entre os modos de recargas .....	122
Tabela 19 - Produção total de energia elétrica cenário 2 .....	124
Tabela 20 - Consumo de energia elétrica sem gerenciamento .....	125
Tabela 21 - Produção total de energia elétrica cenário 2 .....	126
Tabela 22 - Consumo de energia elétrica frota total com gerenciamento .....	127
Tabela 23 - Comparativo entre os modos de recargas .....	128
Tabela 24 - Comparação entre as melhores opções propostas.....	130
Tabela 25 - Produção total de energia elétrica dos 2 SSFV sem gerenciamento ...	131
Tabela 26 - Produção total de energia elétrica dos 2 SSFV com gerenciamento ...	132
Tabela 27 - Comparativo entre modos de recargas no cenário 3.....	133
Tabela 28 - Comparação entre as melhores opções propostas pelo Homer .....	135
Tabela 29 - Produção total de energia elétrica dos 2 SSFV sem gerenciamento ...	135
Tabela 30 - Produção total de energia elétrica dos 2 SSFV com gerenciamento ...	137
Tabela 31 - Comparativo entre modos de recargas no cenário 4.....	138

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABVE	Associação Brasileira de Veículo Elétrico
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BMS	<i>Battery Magement System</i>
BT	Baixa Tensão (220/380V)
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCS-2	<i>Combined Charging System</i>
CHAdEMO	<i>CHArge de MOve</i>
CI	Custo de Investimento
CIBIOGAS	Centro Internacional de Energias Renováveis
CIP	Contribuição para Iluminação Pública
COE	Custo de Energia
CONFAS	Conselho Nacional de Política Fazendária
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
ECs	Estações de Carregamento
EVSE	<i>Electric Vehicle Supply Equipamento</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
HOMER	<i>Hybrid Optimization Model for Electric Renewables</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INRI	Instituto de redes inteligentes
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LCO	Óxido de Lítio de Cobalto
Li-Ion	Íons de Lítio
LFP	Fosfato de Lítio Ferro
LMO	Óxido de Lítio Manganês
LTO	Titânio de Lítio
MME	Ministério de Minas e Energia
MNC	Óxido de Lítio Níquel Manganês Cobalto
MT	Média Tensão (13,8kV)
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NBR	Norma Técnica Brasileira
NCA	Óxido de Lítio Níquel Cobalto Alumínio

NPC	<i>Net Present Cost</i>
NiMH	Níquel Hidreto Metálico
NiCd	Níquel Cádmio
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação do Sistema
P&D	Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento
PROMOB	Estudo de Governança e Políticas Públicas para VE
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
REN	Resolução Normativa
RGE	Rio Grande Energia
ROI	<i>Return on Investment</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SOC	<i>State of Charge</i>
SSFV	Sistema Solar Fotovoltaico
TE	Tarifa de Energia
TR	Tempo de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
VEs	Veículos Elétricos
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>

## LISTA DE SIMBOLOS E VARIÁVEIS

$km_m G$	- distância mensal por grupo, em km.
$km_s G$	- distância semestral por grupo.
$km_m V$	- distância mensal percorrida por veículo, em km.
$n_t VG$	- número total de veículos no grupo.
$QVG$	- quantidade de modelo de veículo do grupo.
$km_d V$	- distância diária percorrida por veículo, em km.
$d_m$	- dias considerados no mês.
$E_{recarga\_CA}$	- recarga em CA do VE (kWh).
$Soc_0$	- estado da carga do VE no momento do início da recarga (%).
$d_{km}$	- distância do deslocamento (início viagem até EC).
$Aut$	- autonomia do veículo (km).
$\beta_{dirig.}$	- coeficiente de dirigibilidade (VE carregado e com o ar condicionado, ou sem carga e sem ar condicionado – Podemos chamar de Hard ou Eco).
$C_{Bes}$	- capacidade da bateria (kWh).
$T_{recar\_CA}$	- tempo estimado de recarga (h) em corrente alternada;
$P_{carreg.onboa:}$	- potência limite de recarga corrente alternada do conversor onboard do VE (kW)
$E_{recarga\_CC}$	- recarga rápida em corrente contínua do VE (kWh).
$T_{recar\_CC}$	- tempo estimado de recarga (h) em corrente contínua.
$P_{CC\ carreg.}$	- potência limite de recarga CC do BMS do VE (kW).
$n$	- modelo do VE considerado.
$NEC_x$	- número de estações de carregamento por potência, em kW, considerando as recargas durante 24 horas do dia.
$NVE_n$	- número de VEs definidos para serem recarregados nessa EC.
$x$	- potência da EC considerada.
$N_T EC$	- número total de ECs para atender a frota analisada.
$p$	- grupo de estações de recarga por potência.
$NR_d VE_n$	- número de recargas diárias por VE.
$D_d VE_n$	- distância diária percorrida pelo veículo considerado, em km.
$AVE_n$	- autonomia do VE considerado, em km.
$QR_s VE_n$	- quantidade de recargas por VE durante a semana.
$DUs$	- dias úteis da semana que são realizadas recargas.
$TMEC_x$	- tempo médio de conexão dos VEs com a EC, em horas.
$NTM_n$	- número total de modelos de VE conectados a EC.

$P(\%)$	- proporção de cada modelo de VE na EC considerada, em porcentagem.
$NVE_n EC_x$	- número de veículos de determinado modelo que recarregam na EC considerada.
$TVEEC_x$	- quantidade total de VEs de todos os modelos que recarregam na EC considerada.

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	20
1.1.	<b>Motivação e Justificativa .....</b>	<b>21</b>
1.2.	<b>Objetivos .....</b>	<b>22</b>
1.3.	<b>Disposição de Capítulos .....</b>	<b>23</b>
2.	REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO .....	25
3.	REFERENCIAL TEÓRICO VEÍCULOS ELÉTRICOS .....	30
3.1.	<b>A História dos Veículos Elétricos .....</b>	<b>30</b>
3.2.	<b>Estações de carregamento de Veículos Elétricos .....</b>	<b>32</b>
3.3.	<b>Tecnologia de baterias para Veículos Elétricos .....</b>	<b>41</b>
3.4.	<b>Geração Distribuída .....</b>	<b>45</b>
3.4.1	<b>Sistema de compensação de energia elétrica .....</b>	<b>46</b>
3.4.2	<b>Perspectivas da Geração Distribuída no Brasil .....</b>	<b>47</b>
3.5.	<b>Modalidades tarifárias.....</b>	<b>50</b>
3.5.1	<b>Grupo A .....</b>	<b>51</b>
3.5.2	<b>Grupo B .....</b>	<b>52</b>
3.6.	<b>Planejamento energético .....</b>	<b>53</b>
3.7.	<b>Considerações do Capítulo .....</b>	<b>56</b>
4.	METODOLOGIA .....	57
4.1.	<b>Diagrama geral da Metodologia .....</b>	<b>58</b>
4.1.1	<b>Levantamento dos dados da frota a combustão .....</b>	<b>60</b>
4.1.2	<b>Perfil de recargas e número de ECs .....</b>	<b>62</b>
4.2.	<b>Considerações finais do capítulo .....</b>	<b>70</b>
5.	DESENVOLVIMENTO PRÁTICO .....	72
5.1.	<b>Cenários propostos.....</b>	<b>72</b>
5.2.	<b>Software utilizado para simulações dos cenários propostos .....</b>	<b>74</b>
5.3.	<b>Modelagem do perfil tarifário .....</b>	<b>75</b>
5.4.	<b>Levantamento de dados da curva de carga .....</b>	<b>77</b>
5.5.	<b>Dados de radiação e temperatura para geração solar fotovoltaica .....</b>	<b>78</b>
5.6.	<b>SSFV de 100 kW existente .....</b>	<b>79</b>
5.7.	<b>Modelagem SSFV de 400 kW proposto.....</b>	<b>80</b>
5.8.	<b>Modelagem do banco de baterias .....</b>	<b>81</b>
5.9.	<b>Definição da frota elétrica.....</b>	<b>82</b>
5.10.	<b>Desenvolvimento do perfil de recargas.....</b>	<b>83</b>
5.10.1	<b>Perfil de recargas para substituição parcial da frota .....</b>	<b>85</b>
5.10.2	<b>Perfil de recargas para substituição total da frota .....</b>	<b>97</b>
5.11.	<b>Aplicação dos dados ao Homer Grid.....</b>	<b>110</b>
5.11.1	<b>Frota parcial sob o modo sem gerenciamento .....</b>	<b>110</b>
5.11.2	<b>Frota parcial sob o modo com gerenciamento .....</b>	<b>114</b>
5.12.	<b>Considerações finais do capítulo .....</b>	<b>115</b>
6.	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	117
6.1.	<b>Cenário 1 - Frota parcial com sistema de geração próprio.....</b>	<b>117</b>
6.1.1	<b>Cenário 1 - Frota parcial sem gerenciamento .....</b>	<b>117</b>
6.1.2	<b>Cenário 1 - Frota parcial com gerenciamento.....</b>	<b>120</b>
6.2.	<b>Cenário 2 - Frota total com sistema de geração próprio.....</b>	<b>123</b>
6.2.1	<b>Cenário 2 - Frota total sem gerenciamento .....</b>	<b>123</b>

6.2.2	Cenário 2 - Frota total com gerenciamento.....	126
6.3.	Cenário 3 - Frota parcial com ampliação da geração própria.....	129
6.3.1	Cenário 3 - Frota parcial sem gerenciamento .....	129
6.3.2	Cenário 3 - Frota parcial com gerenciamento.....	131
6.4.	Cenário 4 - Frota total com ampliação de geração própria.....	133
6.4.1	Cenário 4 - Frota total sem gerenciamento .....	134
6.4.2	Cenário 4 - Frota total com gerenciamento.....	136
6.5.	Discussão dos Resultados .....	139
7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	144
7.1.	Conclusões .....	144
7.2.	Trabalhos Futuros .....	146
7.3.	Trabalhos publicados em anais de eventos (completo). .....	146
	REFERÊNCIAS.....	148
	<b>ANEXO A</b> .....	154
	APÊNDICE A - PERFIL DE RECARGAS DIÁRIA DA FROTA PARCIAL.....	155
	APÊNDICE B - PERFIL DE RECARGAS MENSAL FROTA PARCIAL.....	184
	APÊNDICE C - PERFIL DE RECARGAS DIÁRIO FROTA TOTAL .....	192
	APÊNDICE D - PERFIL DE RECARGAS MENSAL FROTA TOTAL.....	221
	APÊNDICE E - DADOS DAS ECs SEM GERENCIAMENTO – FROTA PARCIAL.....	229
	APÊNDICE F - DADOS DAS ECs COM GERENCIAMENTO – FROTA PARCIAL.....	231
	APÊNDICE G - DADOS DAS ECs SEM GERENCIAMENTO – FROTA TOTAL.....	233
	APÊNDICE H - DADOS DAS ECs COM GERENCIAMENTO – FROTA TOTAL.....	236

## 1. INTRODUÇÃO

Cada vez mais a comunidade global precisa de energia, mas essa dependência não deve impactar negativamente no meio ambiente. Ao tratar esse tema de forma responsável faz-se necessário implementar políticas e ações que evitem a geração de gases do efeito estufa. Um dos maiores responsáveis pela geração de gases efeito estufa é o setor de transportes, dessa forma, existe a necessidade de redução da dependência de combustíveis fósseis, que gera uma demanda pelo uso de energias alternativas neste setor (SILVA, 2017).

Os Veículos Elétricos (VEs) vêm ganhando espaço no mercado automobilístico atual, uma vez que a mobilidade elétrica tem um papel importante na redução das emissões de gases do efeito estufa e no combate direto ao aquecimento global. Além disso, têm como aliado o uso de energia renovável de fontes tais como: solar, eólica e biomassa, que podem auxiliar ainda mais na redução de gases de efeito estufa e no atendimento à demanda de energia elétrica de forma sustentável (IEA,2020).

O Brasil possui cerca de 82,9% de sua matriz elétrica a partir de fontes renováveis e um potencial nessa área que permitiria ampliar esse percentual de participação, permitindo crescimento e atendimento das demandas atuais, inclusive da mobilidade elétrica. Neste cenário, destaca-se a energia solar fotovoltaica, principalmente na Geração Distribuída (GD), permitindo que esse crescimento seja plenamente atendido (EPE, 2021).

A mobilidade elétrica no Brasil anda a passos lentos e ainda tem muito a evoluir, as iniciativas e discussões em prol da mobilidade elétrica são recentes e ocorrem principalmente através da iniciativa privada. Para se ter um desenvolvimento mais acelerado em relação à mobilidade elétrica, se faz necessário incentivos de políticas públicas. Atualmente existem poucas ações governamentais em relação a prédios públicos e instituições de ensino com raras exceções de alguns projetos de P&D da ANEEL.

Diante disso, esse trabalho abordará o tema da mobilidade elétrica em instituições públicas de ensino, que é grande relevância e vêm ganhando espaço nos últimos anos. Dessa forma, é importante discutir o papel da mobilidade elétrica no desenvolvimento da eletrificação dos transportes, buscando apresentar soluções a



mobilidade urbana em instituições públicas de ensino, contribuindo com o planejamento da substituição da frota a combustão por elétricos, através do desenvolvimento de um perfil de recargas estimado a partir de dados de uma frota de veículos de uma instituição pública de ensino, assim como, prevendo o excedente do consumo de energia elétrica proveniente da substituição da frota a combustão por elétrica.

### **1.1. Motivação e Justificativa**

A frota global de VEs vem apresentando uma expansão significativa na última década, e após a sua inserção no mercado comercial, as vendas dispararam. Em 2010, por exemplo, circulavam nas estradas do mundo cerca de 17.000 VEs, mas em 2019 chegou-se a 7,2 milhões. As vendas globais atingiram 2,1 milhões, indicando um crescimento de 6% em relação ao ano de 2018 (IEA, 2020).

Segundo Estudo de Governança e Políticas Públicas para Veículos Elétricos PROMOB, os principais motivadores responsáveis pelo expressivo desenvolvimento e crescimento dos VEs, em países que já tiveram êxitos, foram os esforços da esfera pública, unidos as políticas públicas para promover o uso dos VEs como meio de transporte. Existem instrumentos políticos que podem ser organizados em função de incentivos como: consumo, programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D), infraestrutura e produção (CONSONI et al., 2018).

Da mesma forma, há outros incentivadores no avanço, como melhorias significativas na tecnologia, uma variedade maior de modelos de carros elétricos em oferta e a diminuição dos custos das baterias em aproximadamente 85 %, desde 2010. Existe também a previsão das montadoras de lançar mais de 200 novos modelos de VEs no segmento de utilitários esportivos nos próximos cinco anos, refletindo diretamente no crescimento desse setor (IEA, 2020).

Os VEs são vistos como uma tecnologia promissora para contribuir com a diversificação energética e os objetivos de redução das emissões de gases de efeito estufa em áreas densamente povoadas. Estudos realizados por Dallepiane et al. (2020), demonstram que a substituição da frota a combustão por uma frota elétrica em uma instituição pública de ensino no Brasil, contribui significativamente na redução

de CO<sub>2</sub> na atmosfera, além de resultar em uma economia com abastecimento dos veículos.

Conforme EPE (2019), no Brasil o setor de transporte corresponde por 46,3 % das emissões totais de CO<sub>2</sub> e a demanda do setor tende a ser cada vez maior, a partir de uma retomada do crescimento econômico, tanto para o transporte de cargas como para o transporte da população em geral, sejam coletivos ou individuais. Segundo PROMOB (2018), vive-se um processo de transformação na indústria automobilística que irá impactar no mercado de VEs no Brasil.

Neste contexto, evidencia-se a importância de que sejam realizados projetos, pesquisas e estudos, associados à análise da viabilidade técnica e financeira na inserção de novos sistemas de geração de energia renovável e o impacto energético que a substituição de uma frota a combustão por uma totalmente elétrica pode ocasionar na rede, a fim de reduzir os custos e evitar o impacto da demanda de pico na curva de carga.

Outro fator motivador é que, recentemente, a instituição pública de ensino onde ocorreu este estudo, adquiriu através de um projeto de P&D Estratégico apresentado à Chamada Pública na ANEEL P022, dois VEs da Nissan Leaf e realizou a instalação da primeira estação de recarga rápida para VEs do Estado do Rio Grande do Sul - RS. Esse projeto também permitiu aquisição de carregadores lentos e semirrápidos possibilitando à Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) ser uma referência de instituição pública de ensino no interior do RS que desenvolve pesquisas na área de mobilidade elétrica.

Os fatores apresentados aliados à infraestrutura existente na UFSM levaram a uma questão: como utilizar a infraestrutura existente em benefício da instituição, meio ambiente e sociedade e conseqüentemente ampliar as pesquisas e desenvolver novos estudos sobre a mobilidade elétrica? Para responder essa questão a dissertação tratará o tema da mobilidade elétrica em instituições públicas tendo a UFSM como estudo de caso.

## **1.2. Objetivos**

O objetivo geral do trabalho é desenvolver uma metodologia para contribuir na análise da substituição parcial ou total da frota de veículos a combustão por veículos

elétricos em instituições públicas de ensino e aplicá-la a um estudo de caso real. Para atingir esse objetivo são propostos os seguintes objetivos específicos:

- definir a frota de veículos elétricos para substituição da frota a combustão;
- criar um perfil de recargas para a frota elétrica parcial e total;
- estabelecer o número de estações de recarga e as potências necessárias para atender a demanda parcial e total da frota elétrica da instituição através da metodologia proposta;
- aplicar a metodologia desenvolvida a um estudo de caso real em uma instituição pública de ensino.
- criar cenários, acrescentando potencial de geração solar fotovoltaica existente na instituição avaliada, assim como, a inserção de um novo sistema de geração solar fotovoltaica aliado a um banco de baterias para armazenamento, na frota parcial e total, afim de apresentar a melhor opção entre os cenários propostos para a instituição avaliada.

### **1.3. Disposição de Capítulos**

Este trabalho está organizado em sete capítulos, bem como as referências, anexos e os apêndices.

O primeiro capítulo corresponde a introdução, motivação, justificativa e os objetivos deste estudo.

No segundo capítulo busca apresentar o referencial bibliográfico sobre assuntos relacionados a mobilidade elétrica, que vem de encontro ao estudo desenvolvido nessa dissertação.

Já o terceiro capítulo apresenta o referencial teórico, buscando demonstrar uma visão geral da literatura sobre os VEs, bem como, o cenário que envolve a mobilidade elétrica, com ênfase às tecnologias associadas, infraestrutura necessária e perspectivas em relação à mobilidade elétrica no Brasil.

No quarto capítulo se apresenta a metodologia proposta que busca desenvolver um modelo de perfil de recargas para frotas de veículos elétricos em prédios públicos.

O quinto capítulo, descreve o desenvolvimento prático, a partir da aplicação da metodologia desenvolvida no capítulo anterior, levando em consideração os cenários previamente estabelecidos.

O sexto capítulo traz uma análise final dos resultados obtidos a partir da aplicação metodologia proposta.

E por fim o sétimo capítulo apresenta as conclusões finais do trabalho, as publicações realizadas no decorrer do período do Mestrado e sugestões de continuidade deste trabalho.

## 2. REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO

Para conhecer os conceitos envolvidos a este estudo foram revisadas publicações referente a mobilidade elétrica, com a inserção dos VEs no mercado, sejam, de transporte público, carga ou urbano com veículos leves.

Segundo o primeiro Anuário Brasileiro da Mobilidade Elétrica, mesmo com a existência de diversos protagonistas nesse setor, tais como: montadoras; governo; universidades e entidades, trabalhando em prol da mobilidade elétrica, ainda existe uma lacuna de conexão nacional entre eles, sem contar na ausência de políticas públicas que incentivem o amplo crescimento da mobilidade elétrica no país. Para que o Brasil se torne competitivo no âmbito global é necessário o fomento de novos modelos de negócios e incentivos de políticas públicas, então, somente assim poderá se tornar competitivo globalmente (BARASSA; CRUZ; MORAIS, 2021).

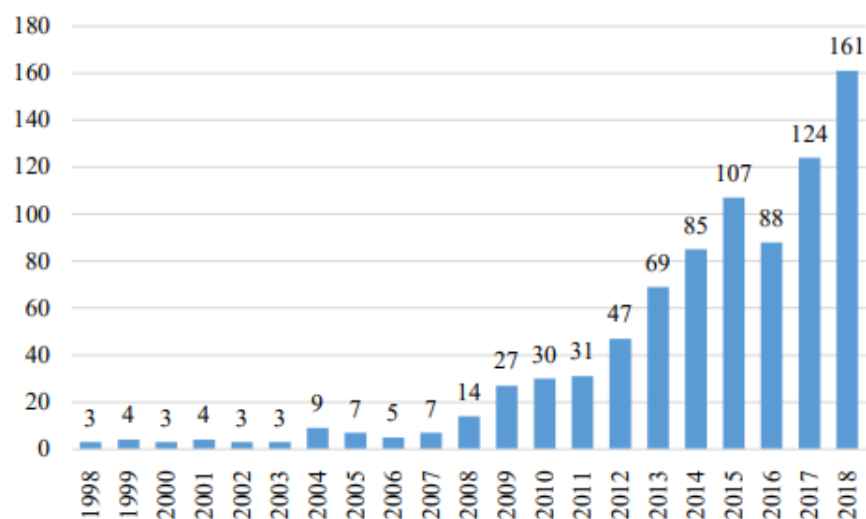
O estudo realizado por Slowik et al. (2018) avaliou as principais motivações para a eletromobilidade no Brasil. Dentre as principais motivações, destacam-se, a redução significativa de emissões de gases de efeito estufa e a segurança energética devido a redução do consumo de energia por apresentar maior eficiência do motor. O estudo destaca também, que não existem medidas de planejamento, iniciativas ou políticas coordenadas para promover e mobilidade elétrica no Brasil, como existe nos principais mercados internacionais de VEs.

Slowik et al. (2018), ainda salienta que, para o Brasil adotar melhores práticas para desenvolver políticas públicas e diminuir os obstáculos quanto ao crescimento e desenvolvimento dos VEs, deve implementar medidas, tais como: metas de eficiência mais fortes para ônibus e transportes de cargas, garantindo que os modelos de VEs sejam implantados até 2025, atendendo a redução de 37% de suas emissões em relação aos níveis de 2005 cumprindo com o tratado do Acordo de Paris (BARASSA; CRUZ; MORAIS, 2021); reduzir impostos de importação; adotar novos métodos de financiamento para VEs e infraestrutura de carregamento; adotar isenções fiscais e divisão de custos para infraestrutura de cobrança e por fim, desenvolver campanhas de conscientização pública destacando os benefícios da mobilidade elétrica, em especial para o transporte público. A dissertação em questão vem a contribuir com esses estudos, visto que será realizada uma análise em um prédio público de uma instituição de ensino, trazendo o tema da mobilidade elétrica.

Contudo, mesmo com os incentivos de políticas públicas no Brasil ainda serem insignificantes quando comparadas a países desenvolvidos neste setor, existem inúmeras pesquisas e estudos realizados na área da mobilidade elétrica em nosso país, dentre eles pode-se citar o estudo de Dallepiane et al. (2020), que propõe uma comparação entre os custos com combustível dos veículos a combustão e de energia elétrica com os VEs, como também, busca definir o custo de mitigação das emissões de carbono ao substituir os combustíveis fósseis (gasolina e diesel) por eletricidade. Como resultado, apresenta uma economia de R\$ 4.639,15 mensal e de R\$ 55.669,82 anual, totalizando uma economia equivalente a 54,02% do valor gasto com combustíveis, além de reduzir a emissão de 1 kg de CO<sub>2</sub> na atmosfera por VE elétrico considerado.

Barassa (2019), apresenta uma abordagem sobre tema da eletromobilidade, competências tecnológicas e governança no Brasil e aponta que o número de publicações relacionadas a eletromobilidade têm avançado nas pesquisas das universidades, projetos e pesquisas P&D. Na Figura 1 pode se observar o número de publicações de artigos científicos entre o período de 1998 e 2018.

Figura 1 - Publicações de artigos científicos relacionados à mobilidade elétrica



Fonte: (BARASSA, 2019)

Observa-se, que a partir de 2009 ocorreu um crescimento no número de publicações, passando de 27 publicações relacionadas ao tema para 161 em 2018. Isso demonstra que o assunto da mobilidade elétrica vem avançando significativamente nas pesquisas das universidades e centros de P&D.

O estudo de Ugarte et al. (2019) apresenta o desenvolvimento de um laboratório vivo para mobilidade elétrica no sistema de transporte público da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). O laboratório é composto por uma estação elétrica sustentável e um ônibus elétrico, estes possuem monitoramento de comunicação em tempo real e tem como principal objetivo avaliar: os impactos técnicos e econômicos da inserção de ônibus elétricos nas frotas de transporte urbano; as rotas e condições de operações do ônibus elétrico; experimentar diversas rotas em horário de pico; consumo de energia em horários distintos do dia; diferentes inclinações da estrada e a recuperação de energia no sistema de frenagem. Semelhante a esse trabalho essa dissertação também apresenta estudos em uma universidade, tendo como estudo de caso a UFSM, porém com objetivo diferente, pois busca realizar uma análise da substituição da frota de veículos a combustão da universidade por VEs.

Segundo Bermudez (2018) a modernização do transporte público é uma razão significativa para o impulsionamento da mobilidade elétrica. Através da modernização do transporte público surge a oportunidade de oferecer um serviço de transporte mais confortável, ambientalmente correto e mais conectado as novas tecnologias. Existem diversas possibilidades de complementariedade com outras fontes renováveis de energia solar fotovoltaica para abastecimento de ônibus elétrico. Dessa forma, nota-se a importância das distribuidoras de energia elétrica, com relação a novas oportunidades de negócios relacionados a mobilidade elétrica. Na mesma linha desse trabalho, a dissertação vai trazer um estudo que visa buscar a modernização do transporte público, assim como, avaliar os impactos econômicos do ponto de vista energético da inserção da frota elétrica em uma instituição pública de ensino.

O estudo realizado por Navarro (2019) informa que, as inserções de novos geradores de energias renováveis podem melhorar a lucratividade de uma Estação de Carregamento (EC), porém é necessário conectá-la com a rede de distribuição de energia elétrica ou a um sistema de armazenamento, a fim de equilibrar a intermitência da geração das fontes renováveis, permitindo um carregamento eficiente dos VEs. Essa topologia de Estações de Carregamento (ECs) reduziria o impacto no Sistema Elétrico de Potência (SEP). No entanto, o investimento inicial seria alto e espera-se que, com o desenvolvimento de novas tecnologias o custo diminua, o que torna essa prática um aspecto importante no que envolve a mobilidade elétrica. Nesse contexto,

o estudo dessa dissertação traz cenários de avaliações que consideram as fontes renováveis, sendo que a metodologia e o estudo de caso, serão aplicados em uma instituição pública de ensino que possui sistema de geração solar fotovoltaica próprio.

O estudo de Andersen, Jacobsen e Gunkel (2021), considera que, com a eletromobilidade aplicada ao setor de transportes e com a inserção de VEs na Dinamarca, poderá ocorrer um aumento considerável no consumo de energia elétrica, afetando a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no país. O estudo avalia os efeitos no sistema elétrico de potência ao aplicar um perfil de carga diário médio e ao aplicar os perfis estimados, têm como principais resultados: um maior número de carregamento dos VEs durante o período da noite; apresenta uma variação considerável entre dias úteis e finais de semana; têm picos de consumo no final da tarde e contribui para o aumento do consumo de energia elétrica durante a noite, sendo maior no período de inverno.

Assim, o principal consumo dos VEs se dá fora do horário de pico. Ao considerar um cenário mais favorável para 2030, com 25% dos veículos sendo elétricos, eles contribuem com aproximadamente 4% do pico em um dia útil no inverno entre as 18:00 às 20:00 horas e no pior caso, contribuem com 15%. Já, com a previsão de 80% da frota elétrica para 2040, os VEs contribuem com cerca de 15% a 55% para o pico de consumo anual na Dinamarca (ANDERSEN; JACOBSEN; GUNKEL, 2021). Similar a esse estudo, a dissertação também traz uma análise do consumo de energia elétrica a partir da inserção da frota de VEs na instituição avaliada.

Ríos et al (2019) informa que, o Paraguai é um dos maiores produtores de energia elétrica limpa e renovável, porém a maior parte dessa energia é exportada, fazendo com que o consumo de energia seja predominantemente baseado em biomassa e hidrocarbonetos. Diante disso, busca explorar uma alternativa sustentável e analisar impacto da inserção dos VEs na frota automotiva paraguaia, levando em consideração os veículos do transporte privado, com o objetivo de atingir uma redução de 20% no consumo de combustíveis fósseis nesse setor. Portanto, o uso da hidroeletricidade para abastecer os VEs, permitiria o uso maior das fontes de energias renováveis e contribuiriam para melhorar a eficiência da matriz energética nacional.

Os resultados apontam que para atingir 20% de redução no consumo de combustíveis fósseis, entre 2017 e 2030 serão necessários 137.013 VEs, com isso, aumentaria 700% o consumo final de eletricidade no setor de transportes



considerando veículos individuais (RÍOS, et al., 2019). O estudo proposto na dissertação não está direcionado para uma análise da matriz energética, no entanto, é importante salientar que ao substituir uma frota a combustão por elétrica, tem-se uma evolução na matriz energética aumentando o percentual de sua participação renovável, visto que, nossa matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável e a instituição avaliada possui sistema de geração solar fotovoltaica próprio.

Entre as raras exceções de incentivos públicos para mobilidade elétrica no Brasil, pode-se citar o Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D nº 22 da ANEEL que trata do Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica. Em 2019 a ANEEL aprovou 30 propostas e entre os projetos escolhidos destaca-se o projeto PD-2866-0519/2019, desenvolvido a partir de um consórcio entre a Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, Superintendência de Smart Grid e Projetos Especiais (COPEL/DIS/SSG/DPED) e Centro Internacional de Energias Renováveis (CIBIOGAS). A partir desse projeto a universidade adquiriu dois VEs da Nissan Leaf e estações de carregamento lentas e semi-rápidas. O projeto trouxe a infraestrutura e com isso, abriu uma série de oportunidades de estudar e avaliar o impacto da substituição da frota na universidade, sendo um vetor que auxiliou na análise desse estudo. Dessa forma, busca-se desenvolver uma metodologia para análise do impacto econômico da substituição de uma frota a combustão por elétrica em Instituições públicas de ensino, ampliando pesquisas e promovendo novas oportunidade de crescimento e evolução da mobilidade elétrica em nosso país.

### 3. REFERENCIAL TEÓRICO VEÍCULOS ELÉTRICOS

Neste capítulo serão abordados assuntos pertinentes aos VEs, como:

- dados históricos e atuais;
- infraestrutura de recargas;
- tecnologia de baterias;
- geração distribuída;
- perspectivas da geração distribuída no Brasil;
- sistema de compensação de GD;
- estrutura tarifária e
- planejamento energético.

#### 3.1. A História dos Veículos Elétricos

O surgimento dos VEs ocorreu em meados de 1859, e foi neste período que a bateria de Chumbo Ácido foi criada, porém somente a partir de 1880 que os veículos com as referidas baterias começaram a serem desenvolvidos na Europa e nos Estados Unidos. Em 1901, Thomas Edison desenvolveu a bateria com 40% a mais de densidade energética que as de Chumbo Ácido e em 1903, Nova York possuía uma frota composta por: 53% de veículos a vapor, 27% a combustão e 20% movidos à eletricidade (NOVAIS, 2016).

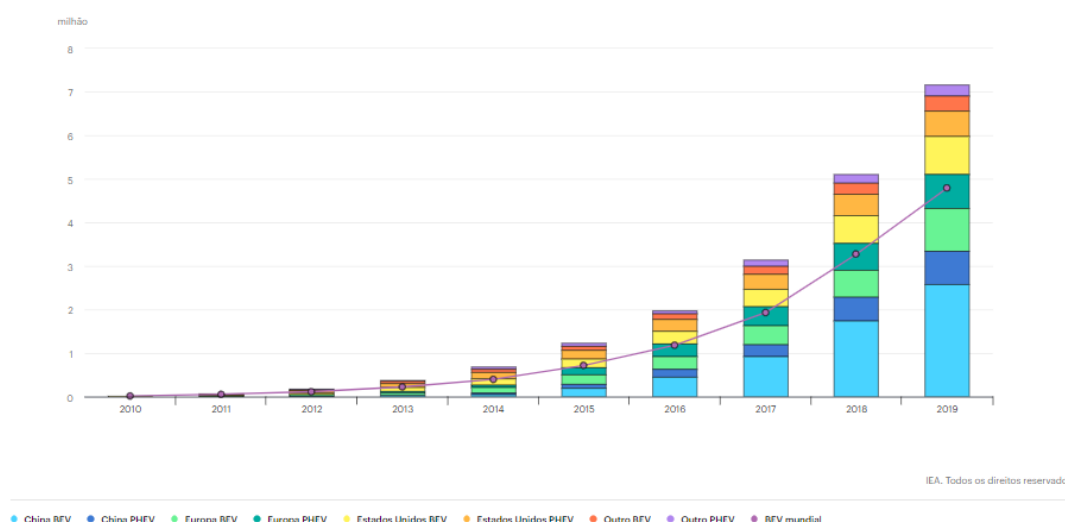
O período em que ocorreu o nascimento dos VEs não era favorável, pois haviam problemas com a infraestrutura de abastecimento e a solução de problemas técnicos deixavam a desejar, enquanto os veículos a combustão se mostravam mais baratos e menos complexos. Isso se deve ao fato de que na época o petróleo era abundante e a eletricidade era restrita e cara, devido aos altos custos da construção das redes de distribuição e seus componentes (NOVAIS, 2016).

Novais (2016) salienta que o fim da era dos VEs e das manivelas na época, ocorreram devido ao inovador sistema de produção em série criado por Henry Ford, bem como o grande impulso da indústria automobilística em 1912, quando surgiu o motor de partida. Já na década de 1970, devido a guerra dos produtores de petróleo os preços dos combustíveis fósseis dispararam e nesse período surgiram incentivos

governamentais em países desenvolvidos, com o intuito de promover novas tecnologias. Dessa forma, os VEs ressurgiram com vários tipos de baterias e circuitos de eletrônica de potência bem desenvolvidos. Com tudo, a indústria do petróleo se sentiu ameaçada, houve um complexo jogo de interesses e mais uma vez os VEs acabaram saindo de cena.

A preocupação com as mudanças climáticas, a consciência de que os recursos naturais são finitos, a evolução e os avanços na tecnologia e um mundo cada vez mais populoso, acabaram criando um cenário onde a eficiência energética e a preservação do meio ambiente são fundamentais para a sustentabilidade. Com isso, a mobilidade elétrica ganha força, favorecendo o avanço dos VEs (NOVAIS, 2016). Na Figura 2 pode-se observar o estoque global de VEs entre 2010 e 2019.

Figura 2 – Estoque global de VEs 2010-2019



Fonte: (IEA, 2020)

Após os VEs entrarem no mercado comercial na metade da primeira década de 2000 as vendas dispararam. Em 2010 circulavam 17.000 carros elétricos pelo mundo e em 2019 o número aumentou para 7,2 milhões, sendo 47% deles na China, 25% na Europa e 20% nos EUA. (IEA, 2020).

No Brasil o crescimento é lento quanto comparado a países da Europa, América do Norte e China, porém o mercado começou a reagir. Segundo a Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE), o mercado apresentou um crescimento de 221% no período de janeiro a outubro de 2020, quando comparado a 2019. No Quadro 1,

pode-se observar o histórico do número de VEs emplacados no Brasil até outubro de 2020.

Quadro 1 - Veículos elétricos emplacados no Brasil de 2012 a out. 2020

Ano/Meses	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total Ano
2012	9	16	7	3	13	23	5	3	2	2	18	16	117
2013	45	22	53	50	12	29	65	45	23	39	52	56	491
2014	93	61	65	53	94	52	61	79	71	53	87	86	855
2015	72	56	61	73	72	74	74	100	82	55	65	62	846
2016	58	64	60	137	41	91	48	59	79	93	159	202	1091
2017	178	157	227	176	208	238	268	627	384	243	240	350	3296
2018	272	254	367	367	302	382	262	262	286	405	374	437	3970
2019	370	287	336	290	357	716	960	867	1264	1989	2013	2409	11858
2020	1568	2053	1570	442	601	1334	1668	1943	2113	2273			15565
<b>TOTAL</b>													<b>38089</b>

Fonte: (ABVE/RENAVAM, 2021)

Os dados apontam um acentuado crescimento do mercado dos elétricos no Brasil nos últimos três anos. De 2012 a 2018 a frota total de VEs em circulação era 10.666 unidades, já em 2018 a 2019 o total passou para 22.524 unidades e entre 2019 a 2020 a previsão é de um total de 41.500 VEs (ABVE, 2021).

IEA (2020) ressalta que a crescente expansão neste setor tem participação direta da atuação dos governos, considerando: manutenção de políticas públicas com incentivos da mobilidade elétrica (inclusive na infraestrutura de recargas), políticas de mobilidade urbana (principalmente aos transportes públicos) e os altos preços dos combustíveis fósseis. Os benefícios como: maior eficiência, grande potencial de redução de gases de efeito estufa e emissões zero, são os responsáveis por impulsionar o apoio das políticas públicas em diversos países. Atualmente 17 países anunciaram metas de eliminação progressiva dos veículos a combustão até 2050 sendo que a França foi o primeiro país a definir em lei, em dezembro de 2019, como prazo final 2040.

### 3.2. Estações de carregamento de Veículos Elétricos

As ECs ou eletropostos são equipamentos específicos que fornecem energia elétrica nos padrões dos VEs para abastecê-los. Atualmente, existem no mercado mundial diversas soluções comerciais e os fabricantes dos VEs desenvolvem seus

produtos em padrões distintos (VOLAN; VAZ; MALDONATO, 2019). Com isso, percebe-se que ainda não existe uma padronização mundial para os eletropostos que formam uma unidade básica necessária para ampliar essa frota de mobilidade elétrica.

Os veículos puramente elétricos ou híbridos plug-in, necessitam de uma fonte externa de energia para o carregamento de suas baterias. Os mesmos vêm de fábrica com um carregador de baterias interno, definido *on-board*. Ele é fornecido para que o veículo seja recarregado em uma tomada comum, residencial. Esse é um método usual para casos em que o veículo é carregado durante a madrugada, porém é bastante lento. Se houver a necessidade de uma recarga mais rápida, são necessárias opções com maior potência, como um *Electric Vehicle Supply Equipamento* (EVSE), que é um equipamento de conexão entre a rede elétrica e o veículo (GRASSI; RECH, 2019).

A Norma IEC 61851-1-2017 estabelece quatro modos de carga para VEs. Na Tabela 1 pode-se observar um breve resumo sobre os modos de recargas.

Tabela 1 - Modos de Recargas do VEs conforme IEC 61851-1-2017

<b>Modos</b>	<b>Descrição dos modos</b>
Modo 1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conexão direta com a rede, sem função piloto ou proteções auxiliares;</li> <li>- Carregador on-board;</li> <li>- Máximo 16A, 250V / 480V (monofásico / trifásico);</li> <li>- Proibido e descontinuado por muitos países e montadoras.</li> </ul>
Modo 2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conexão à rede elétrica por meio de um EVSE com plugues, com função piloto e proteções contra choque elétrico;</li> <li>- Carregador on-board;</li> <li>- Máximo 32A, 250V / 480V (monofásico / trifásico), mas normalmente limitado pelo ponto de conexão;</li> <li>- Tipicamente limitado em 10A (2,4 kW);</li> </ul>
Modo 3	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conexão permanente com a rede elétrica por meio de um EVSE, com função piloto e proteções contra choque elétrico;</li> <li>- Requer uma caixa montada na parede, para entregar mais potência e com as proteções e circuitos de comando e controle necessários;</li> <li>- Carregador on-board;</li> <li>- Máximo 32A / 63A, 250V / 480V (monofásico / trifásico);</li> <li>- Valores típicos de 3,7kW / 7kW para conexões monofásicas e 11kW / 22kW e até 43kW para conexões trifásicas;</li> </ul>
Modo 4	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Popularmente referido como carga rápida CC, é o modo de recarga por meio de uma rede CC;</li> <li>- A energia é transferida diretamente da EC para a bateria do veículo, por meio de um carregador off-board;</li> <li>- Valores típicos estende-se até 50kW (CHAdeMO), 120kW (Tesla), 150kW (CCS), e futuramente 350kW e 400kW.</li> </ul>

Fonte: (GRASSI; RECH, 2019)

No Brasil existem normas que regulamentam a construção de EC para carros elétricos. Entre elas pode-se citar a ABNT/NBR IEC 61851 e as Resoluções Normativas (RENs) 414 e 819 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A REN 819 de 19 de junho de 2018 estabelece os procedimentos e premissas para a realização de recargas de VEs. A normativa permite a exploração comercial, sendo que os preços podem ser negociados sem interferências. Porém, veta a injeção de energia elétrica na rede a partir dos VEs e a participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica referente a REN nº 482 de abril de 2012.

As estações de carregamento rápido operam em Corrente Contínua (CC) e/ou em Corrente Alternada (CA) com elevada potência, variando conforme o fabricante e recebem energia elétrica em Média Tensão (MT) 13,8 kV e 34,5 kV, com tudo, apresentam um custo de instalação elevado, sendo indicadas em locais de parada rápida, por exemplo, em postos nas rodovias. Já as ECs semi-rápidas e lentas operam em CA e em Baixa Tensão (BT) 220/127 V, e são usuais em estacionamentos de shoppings, aeroportos, supermercados e em estações particulares como condomínios residenciais ou locais onde o carro fica parado por um tempo maior (SIQUEIRA, 2021).

O tempo de recarga pode variar conforme: o tipo de EC, o estado da carga e a capacidade da bateria, por exemplo um VE com uma bateria de 40 kWh e com uma potência limite do conversor onboard de 6,6 kW pode levar em média 5 horas para carregar 80% da capacidade da bateria. Na Figura 3 pode-se observar uma estação de recarga Wallbox de 7,4 kW de potência indicada para garagens e estacionamentos (WEG, 2021).

Figura 3 - Estação de carregamento Wallbox



Fonte: (WEG,2021)

Já para o uso compartilhado em estacionamentos públicos ou privados o mais indicado são as ECs semi-rápidas, com potência de até 22 kW, por exemplo um VE com uma bateria de 52 kWh e com uma potência limite do conversor onboard de 22 kW pode levar em média 2 horas para carregar 80% da capacidade da bateria. Na Figura 4 pode-se visualizar uma EC semi-rápida com duas saídas de 22kW cada.

Figura 4 - Estação de carregamento semi-rápida



Fonte: (WEG,2021)

A EC rápida indicada para rodovias, possui um sistema de alimentação de VEs do tipo CHAdeMO, padrão japonês ou *Combined Charging System* (CCS-2 e tipo 2 CA). O tempo médio de recarga para EC rápido varia conforme o estado da carga e a capacidade da bateria, por exemplo, um VE com uma bateria de 50,3 kWh e com uma potência limite do conversor onboard CC de 30 kW pode levar em média 1:30 horas para carregar 80% da capacidade da bateria, considerando que o VE está com 20% de carga no momento que conectou com a EC. Na Figura 5 visualiza-se uma EC rápida.

Figura 5 - Estação de carregamento rápido



Fonte: (WEG,2021)

A maior eletrovia de recargas rápidas do Brasil foi inaugurada em 2018 no Paraná, possui 12 postos de recargas ao longo de 730 km da rodovia BR 277. O projeto é fruto de uma parceria entre Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e Itaipu Binacional, onde foram investidos R\$ 5,5 milhões. Desde a inauguração a eletrovia promove recargas gratuitas aos usuários que queiram abastecer seu VE de maneira rápida (DOMINGUES, 2021)

Segundo *Electric Mobility Brasil* (2021), as ECs ultra-rápidas possuem alimentação em CC e potências de 175 até 350 kW. São essenciais para recargas de veículos com bateria de grandes capacidades como ônibus e caminhões (Figura 6).

Figura 6 - Estação de carregamento ultra-rápida



Fonte: (ELECTRIC MOBILITY BRASIL, 2021)

Atualmente, no Brasil os investimentos na infraestrutura de recargas vêm aumentando significativamente apesar do país possuir poucos incentivos em políticas públicas. Porém nas iniciativas privadas, ocorrem investimentos na área, um ótimo exemplo, é a parceria entre EDP Smart, divisão EDP Brasil, em parceria com Audi, Porsche e Volkswagen, anunciou o lançamento do primeiro carregador público ultra-rápido para VEs no Brasil. Parte do projeto Plug&Go, terá a primeira estação ultra-rápida localizada em Caraguatatuba, no litoral norte de São Paulo. Após a conclusão a rede abrigará 30 estações de carregamento localizadas nas rodovias que ligam São Paulo -SP, Brasília - DF, Curitiba - PR e Belo Horizonte – MG (CESAR, 2020).

O projeto prevê um investimento de R\$ 32,9 milhões, com uma rede de aproximadamente 2.500 km, tornando-a a maior da América do Sul e uma das maiores do mundo em extensão. A previsão de conclusão é de 3 anos, serão 30 EC, sendo



uma com 350 kW e as demais com 150 kW, que podem carregar simultaneamente 3 veículos, sendo compatível com os padrões disponíveis no mercado (CESAR, 2020).

Mais uma iniciativa com o intuito de expandir a mobilidade elétrica em nosso país, é a parceria formada entre Estapar e Enel X. O acordo prevê a criação da primeira rede de carregamento de VEs semi-pública. A instalação das primeiras vagas iniciou em dezembro de 2020 e tem previsão de conclusão até fevereiro de 2021. As estações fornecem carregamento inteligente semi-rápido, podendo abastecer até 80% da bateria em aproximadamente 3 horas, variando conforme modelo do veículo e estado da carga da bateria (CESAR, 2020).

Para efetuar as recargas, existem diversos tipos de conectores de carregamento, atualmente existem no mercado 8 padrões distintos utilizados pelo mundo, que variam conforme o fabricante. Não existe um consenso de qual conector utilizar e isso pode causar dificuldade para realizar as recargas, pois além de se ter uma estação de carregamento disponível, ainda é necessário verificar a compatibilidade do conector correto para cada modelo de veículo (TAVARES, 2019).

Tavares 2019, ainda comenta que as fabricantes Europeias apoiam o padrão IEC 6296 Tipo 2 da SAE, que passou para o CCS Tipo 2 de carga rápida, já as fabricantes japonesas utilizam o CHAdeMO, as fabricantes americanas utilizam o SAEJ1772 Tipo 1 e CCS Tipo 1 e a China adotou o GB/T como conector do país. Como se não bastasse essa diversidade de conectores, a fabricante Tesla, criou seu próprio plugue o Tesla *Charging*. Entretanto, existem adaptadores no mercado e em alguns casos é possível contornar esse problema com a utilização dos mesmos. No Quadro 2 pode-se observar alguns modelos de VEs com as características técnicas dos tipos de conectores utilizados.

Quadro 2 - Modelos de VEs e tipos de conectores

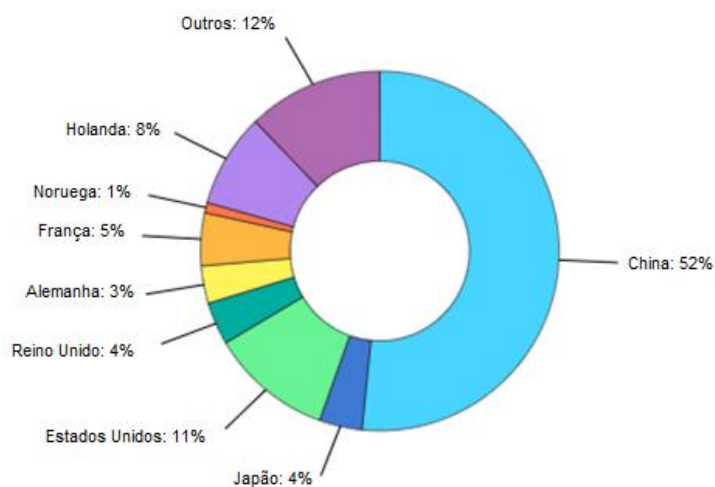
Modelo VE	Modos de carregamento	Máxima potência carregamento (kW)	Tipo de Conector	Corrente de carregamento (A)	Tensão alimentação (V)
BYD - D9W-20.410	CA	2x40	SAE - IEC 62196 Tipo 2	63 (Mono a Trifásico)	250V/400V monofásico a trifásico
BYD D7M 15.250	CA	2x40	SAE -IEC 62196 Tipo 2	63 (Mono a Trifásico)	250V/400V monofásico a trifásico
BYD-eT3	CA	Até 7 kW	SAE -IEC 62196 Tipo 2	32 (mono e bifásico)	250V/400V monofásico a trifásico
	CC	30	Combined CCS2 (Padrão Europeu)	Até 200	200V - 850V DC
JAC iEV 1200 T	CA	6	SAE -IEC 62196 Tipo 2	63 (Mono a Trifásico)	250V/400V monofásico a trifásico
	CC	40	Combined CCS2 (Padrão Europeu)	200	200V - 850V DC
JAC iEV330P	CA	7,4	SAE -IEC 62196 Tipo 2	63 (Mono a Trifásico)	250V/400V monofásico a trifásico
	CC	40	Combined CCS2 (Padrão Europeu)	200	200V - 850V DC
Nissan Leaf	CA	6,6	SAE -IEC 62196 Tipo 2	63 (Mono a Trifásico)	250V/400V monofásico a trifásico
	CC	até 50	CHAdEMO	100 a 200	500V DC
Chevrolet Bolt	CA	7,4	SAE -IEC 62196 Tipo 2	63 (Mono a Trifásico)	250V/400V monofásico a trifásico
	CC	50	Combined CCS2 (Padrão Europeu)	200	200V - 850V DC
ZOE E-TECH	CA	22	SAE -IEC 62196 Tipo 2	63 (Mono a Trifásico)	250V/400V monofásico a trifásico
	CC	50	Combined CCS2 (Padrão Europeu)	200	200V - 850V DC
JAC iEV40	CA	6,6	SAE -IEC 62196 Tipo 2	63 (Mono a Trifásico)	250V/400V monofásico a trifásico
	CC	40	Combined CCS2 (Padrão Europeu)	200	200V - 850V DC

Fonte: (Autor, 2020).

Existem aplicativos no mercado que auxiliam na localização de eletropostos. Entretanto, muitos dos eletropostos existentes não estão inclusos, isso se deve ao fato da necessidade de cadastramento e atualização por parte dos usuários. O site *Plushare* possui o registro de diversas ECs e é possível identificar os tipos de carregadores disponíveis ativos por estados do país, os pontos em laranja



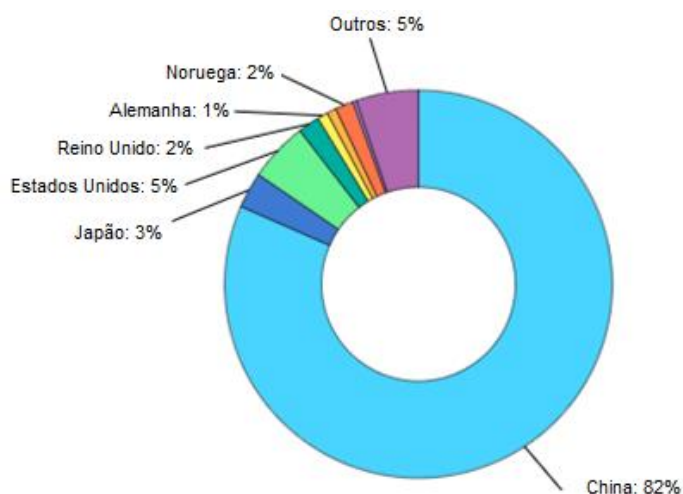
Figura 8 – Estações de carregamento lentas públicas globais



Fonte: (IEA, 2020)

Globalmente, houve um aumento de 60% no número de carregadores lentos e rápidos em 2019 em comparação ao ano anterior. Na Figura 9 observam-se os índices de carregadores rápidos públicos por país no ano 2019.

Figura 9 – Estações de carregamento rápidas globais



Fonte: (IEA, 2020)

A China lidera o ranking de carregadores lentos e rápidos com acesso ao público, em especial os carregadores rápidos com 214.670 mil, correspondendo a 82% do total de 264 mil carregadores rápidos.

### 3.3. Tecnologia de baterias para Veículos Elétricos

A bateria é responsável pelo armazenamento de energia dos VEs e também considerada um dos principais componentes. A tecnologia que predomina é a eletroquímica com características distintas obtidas a partir de diferentes composições, entre as mais utilizadas pode-se citar: Íon de Lítio, Níquel-cádmio, Chumbo Ácido e hidreto de Níquel-metal (RODRIGUEZ, 2014).

Na era moderna, os primeiros VEs utilizavam baterias de Chumbo Ácido, com o tempo foram substituídas por baterias de Níquel-Hidreto Metálico (NiMH) e atualmente a grande tendência são as baterias de Íons de Lítio, isso se deve ao fato de possuírem maior taxa de carga suportada, além de não apresentar efeitos de memória. Para garantir recargas seguras e vida útil prolongada, são necessários que a corrente e tensão sejam controladas em suas células durante os processos de carga e descarga (ZHANG et al, 2017).

As características desejadas para aplicação em VEs são: alta densidade de energia e potência, boas características de temperatura, boa retenção de carga, alta tensão por célula, vida útil longa, baixo custo, excelente nível de segurança e reciclagem possível. Com isso, as baterias mais utilizadas em VEs são de Íons de Lítio, pelo fato de apresentar uma boa densidade de energia e potência, possuir vida útil longa e baixa auto descarga (MENA, 2020; ZHANG et al, 2017). No Quadro 3 pode observar os principais tipos de bateria e as suas principais características.

Quadro 3 – Principais tipos de baterias e suas características

Tipos de baterias	Características	Valores típicos
Chumbo Ácido	Densidade de Energia (Wh/kg)	25 - 70
	Densidade de Potência (W/kg)	80 - 150
	Rendimento (%)	70 - 90
	Capacidade Cíclica (Nº ciclos)	2000 - 2500
	Tempo de vida Útil (Anos)	05 - 15
Níquel Cádmio (NiCd)	Densidade de Energia (Wh/kg)	50 - 75
	Densidade de Potência (W/kg)	200 - 500
	Rendimento (%)	70 - 90
	Capacidade Cíclica (Nº ciclos)	2000 - 3500
	Tempo de vida Útil (Anos)	10 - 15
Níquel Hidreto Metálico (NiMH)	Densidade de Energia (Wh/kg)	75 - 150
	Densidade de Potência (W/kg)	250 - 400
	Rendimento (%)	70 - 90
	Capacidade Cíclica (Nº ciclos)	1000 - 1500
	Tempo de vida Útil (Anos)	8 - 13
Íon de Lítio (Li-Ion)	Densidade de Energia (Wh/kg)	350 - 600
	Densidade de Potência (W/kg)	150 - 230
	Rendimento (%)	75 - 90
	Capacidade Cíclica (Nº ciclos)	2500 - 4500
	Tempo de vida Útil (Anos)	12 - 20

Fonte: (LOPES, 2016)

Atualmente existem inúmeras aplicações para as baterias de pequena a grande escala e tem sido a solução para o armazenamento de energia nos últimos anos, devido à constante evolução da tecnologia. Na Figura 10 demonstram-se algumas aplicações no mercado atual das baterias de Íons de Lítio.

Figura 10 - Principais aplicações de baterias de Li-Ion



Fonte: (PINTO, 2018).

Dentre as principais vantagens das baterias de Íon de Lítio, destaca-se a alta densidade energética, a rapidez nos processos de carga e descarga, a capacidade de

suportar descargas profundas entre 80 e 100% e possui vida útil maior que as demais. Devido à alta densidade energética e por ser um metal leve o Lítio é capaz de armazenar grande quantidade de energia em espaços menores. Por isso, são consideradas ideais para os VEs, garantindo autonomia cada vez maior (PINTO, 2018).

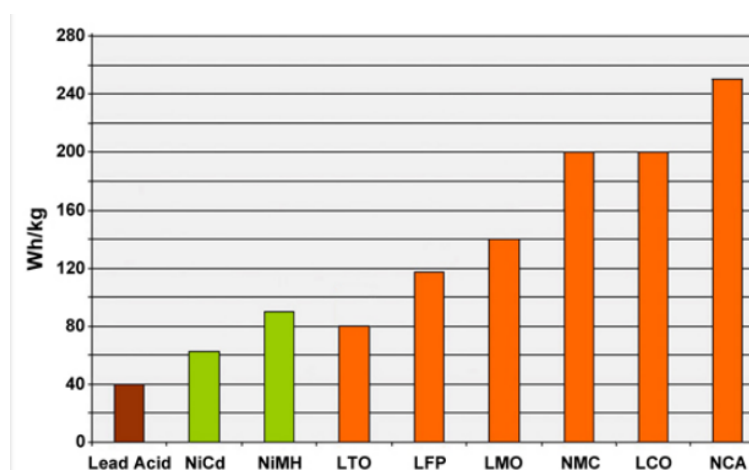
As baterias de Li-íon também possuem aspectos negativos, entre eles pode-se evidenciar: o alto custo, a alta temperatura resultante de sobrecarga da célula pode causar dano físico, o eletrólito é altamente inflamável e a ruptura do mesmo pode causar abertura de chama e o fato de requerer circuitos de proteção, pois em caso de sobrecarga ou superaquecimento corre riscos de incêndio (LOPES, 2016; MICHELINI, 2017).

Michelini (2017) salienta que existem diferentes tipos de tecnologias de baterias de íons de lítio. As mais comuns são:

- Titanato de lítio ( $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ ) – LTO.
- Fosfato de lítio ferro ( $\text{LiFePO}_4$ ) – LFP;
- Óxido de lítio manganês ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ) - LMO;
- Óxido de lítio níquel manganês cobalto ( $\text{LiNiMnCoO}_2$ ) - MNC;
- Óxido de lítio de cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ) – LCO;
- Óxido de lítio níquel cobalto alumínio ( $\text{LiNiCoAlO}_2$ ) – NCA;

Na Figura 11, observa-se um comparativo da densidade de energia entre as diferentes químicas mencionadas nas baterias de Íon de Lítio.

Figura 11 - Comparativo da capacidade de densidade de energia

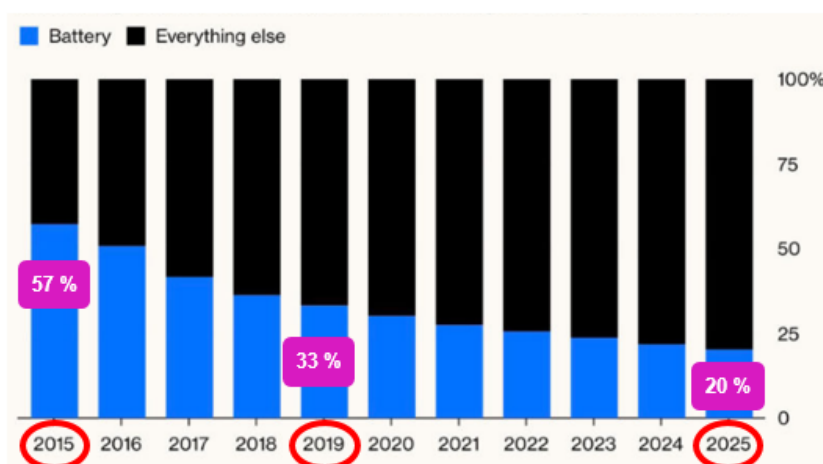


Fonte: (PINTO, 2018).

Conforme exposto na figura 11, nota-se uma clara vantagem das baterias com química de Íon de Lítio, em especial a química de NCA. Quando comparada as de Chumbo Ácido, NiCd e NiMH a bateria de Íon de Lítio com química de NCA, LCO, NMC, LMO e LFP apresentam a melhor capacidade de densidade de energia. Apenas a química de LTO apresenta menor capacidade de densidade de energia quando comparada as de NiMH (PINTO, 2018).

Conforme IEA (2020), o desenvolvimento e avanço da tecnologia das baterias vem evoluindo de forma ascendente. Um exemplo é a capacidade de armazenamento de energia para VEs leves, que em 2018 eram em média de 37 kW.h, e atualmente é 44 kW.h. O aumento vem sendo impulsionado devido ao fato dos VEs com maior autonomia serem cada vez mais requisitados. Embora a tecnologia evolua rapidamente, o preço das baterias vem caindo acentuadamente, e a previsão é que continue em queda conforme as vendas aumentem e a tecnologia avance. Na Figura 12, pode-se analisar o índice de queda nos custos das baterias.

Figura 12 – Comparativo de custo entre VE x Bateria Li-Ion



Fonte: Adaptado de (BULLARD, 2019).

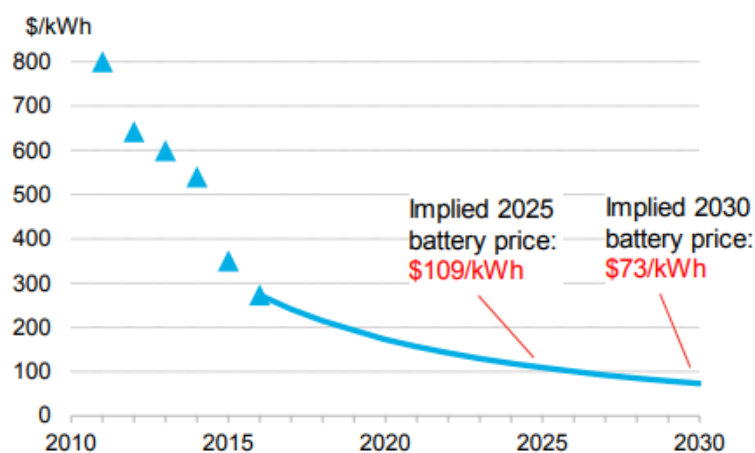
Segundo Bullard (2019) em 2015 o custo com baterias era em torno de 57% do custo total do VE. Já em 2019 girava em torno de 33% do custo total e a previsão para 2025 é que o custo da bateria seja de aproximadamente 20% do total do veículo.

O custo das baterias de íon de Lítio reduziu significativamente entre 2010 e 2017 e a previsão é que continue nessa linha. Essa redução se deve aos avanços da tecnologia e à competitividade do mercado (BULLARD, 2019). Na Figura 13 pode-se



visualizar o histórico e previsão média dos preços das baterias de íon de Lítio para os VEs.

Figura 13 - Histórico e previsão de custos das baterias de Li-Ion



Fonte: (BULLARD, 2019).

Pela análise do gráfico é possível verificar que o percentual de queda nos preços vem diminuindo, porém deve continuar nos próximos anos. Com tudo, a densidade de energia das baterias tende a melhorar com o avanço e desenvolvimento desta tecnologia (BULLARD, 2019).

Segundo IEA (2020), se prevê que a partir de 2030 os potenciais das novas tecnologias possam ser capazes de ultrapassar os limites de desempenho das baterias de Íon de Lítio. Estas incluem a bateria de estado sólido de metal de lítio, lítio enxofre, Íon de Lítio e até ar de Lítio, que podem representar melhorias na tecnologia como: custo, densidade, ciclo de vida e benefícios de materiais. No entanto, nenhuma tecnologia será capaz de unir todos os benefícios ao mesmo tempo e mesmo após a comprovação de desempenho em laboratório, a implementação e o aumento em escala podem levar tempo, além de competir com a tecnologia de Íon de Lítio bem estabelecida ao mercado.

### 3.4. Geração Distribuída

A GD é regulamentada pela ANEEL, desde 17 de abril de 2012 através da REN nº 482 e com o objetivo de melhorar as condições gerais de informações e aumentar o público alvo em 2015 publicou a REN nº 687 e em 17 de outubro de 2017 a REN 786. Essas normativas estabelecem condições para o acesso de micro geração e

minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. A GD utiliza fontes baseadas em energia hidráulica, solar, eólica ou cogeração qualificada (ANEEL, 2015). Com isso, a norma define os seguintes conceitos:

- microgeração distribuída: central geradora, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, ou fontes renováveis de energia elétrica conectada à rede.
- minigeração distribuída: central geradora, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede.

Através dessas normativas, muitas barreiras foram reduzidas e com isso, ocorreram melhorias nas condições da GD, devido à melhor distribuição de prazos, valores e regras para a conexão dos geradores. Além disso, também ampliou as possibilidades de negócios em micro e mini geração distribuída e manteve o atrativo esquema de compensação líquida de energia (*net-metering*). Com isso, pode-se afirmar que, atualmente o Brasil possui um modelo regulatório favorável para quem quer gerar sua própria energia (EPE, 2021).

Em contrapartida, sua inserção torna o sistema mais complexo, desde a operação, passando pela manutenção até o planejamento. Devido principalmente no que abrange novos arranjos de rede, modos de operação, fluxo de potência bidirecional, controle de tensão, perdas, etc. Estes fatores repercutem no aumento da diversidade de cenários de planejamento das redes de distribuição, trazendo muitas incertezas e riscos para as distribuidoras (AZZOLIN, 2015; EPE, 2021)

### **3.4.1 Sistema de compensação de energia elétrica**

Com a inserção da REN 687 de 2015, houve aperfeiçoamento do sistema de compensação de energia elétrica. Este por sua vez, permite que a energia ativa injetada pela Unidade Consumidora (UC) seja cedida por meio de empréstimo gratuito para a distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Com tudo é importante ressaltar que o consumidor que gera sua própria energia continua pagando uma taxa referente ao custo de disponibilidade que, para

consumidores do grupo B, varia conforme o tipo de ligação, monofásica, bifásica ou trifásica, ou, ainda, da demanda contratada para consumidores do grupo A (ANEEL, 2015).

Quando o sistema gera mais energia do que é consumida, o excedente é injetado na rede, neste caso o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) que pode ser utilizado em outro posto tarifário para consumidores com tarifa horária ou na fatura nos meses subsequentes. A validade dos créditos gerados é de 60 meses. Também existe a possibilidade de utilizá-los em outras unidades previamente cadastradas, desde que dentro da mesma área de concessão e caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, por exemplo, condomínios.

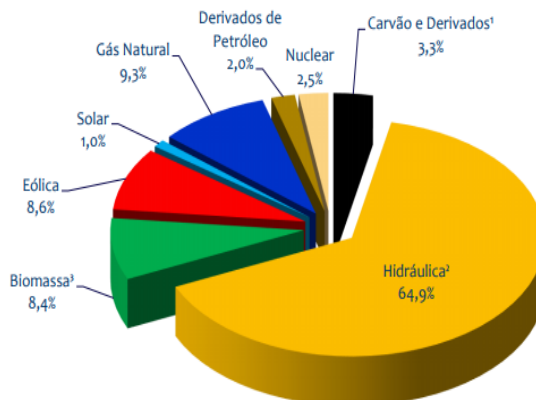
A REN 687 (2015) define algumas modalidades para uso de micro e minigeração distribuída, dentre elas pode-se citar:

- geração compartilhada: é definida pela união de consumidores dentro da mesma área de concessão, através de consórcio ou cooperativa, composta por pessoas físicas ou jurídicas, que possua micro ou minigeração distribuída em locais distintos.
- autoconsumo remoto: caracteriza-se por unidades consumidoras com titularidade da mesma pessoa com micro ou minigeração distribuída em locais diferentes das unidades consumidoras.
- empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras: é caracterizado pela utilização de energia elétrica de forma independente por UC e as instalações de uso comum constituam uma UC distinta com responsabilidade do condomínio, desde que as UCs estejam localizadas na mesma propriedade. Sendo vedado o uso de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedade de terceiros que não sejam integrantes do empreendimento.

### **3.4.2 Perspectivas da Geração Distribuída no Brasil**

O Brasil é um dos países que possui um dos maiores índices de fontes renováveis na geração de energia elétrica do mundo. A matriz elétrica é composta na sua maioria por fontes renováveis, conforme se pode visualizar na Figura 14.

Figura 14 - Matriz elétrica brasileira 2019

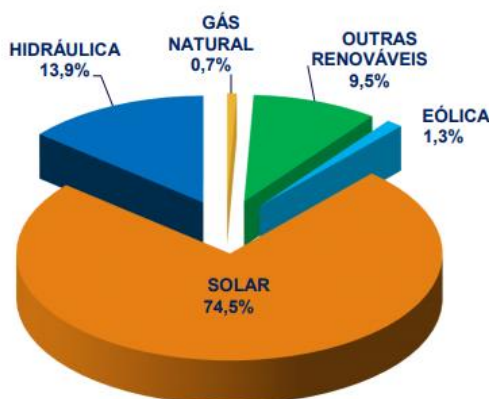


Fonte: (EPE, 2020).

Sendo 64,9% correspondente à fonte hidrúlica, 1% solar, 8,6% eólica, 8,4% de biomassa e as fontes não renováveis, como: nuclear 2,5%, carvão e derivados 3,3%, gás natural 9,3% e derivados de petróleo correspondem a 2%. Os recursos renováveis de energia representam 82,9% e os não renováveis correspondem a 17,1% (EPE, 2020).

Ao comparar os índices de crescimento da GD nos últimos anos percebe-se que houve um aumento significativo em 2019, chegando à 169% quando comparado ao ano de 2018. A geração total, a partir de GD, foi de 828 GWh em 2018 e 2.226 GWh em 2019. Na Figura 15 é possível observar a participação de cada fonte na geração distribuída no ano de 2019.

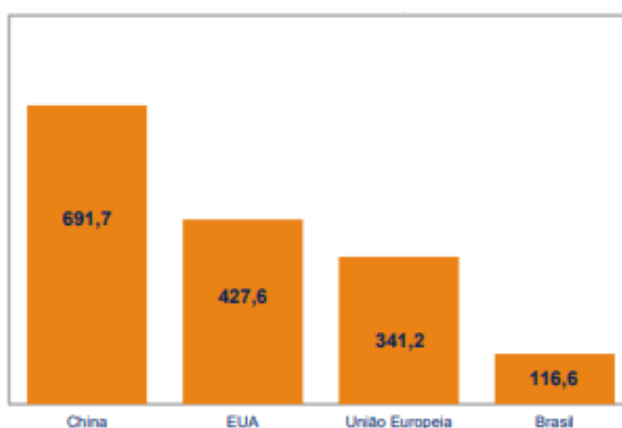
Figura 15 - Participação de cada fonte de GD em 2019



Fonte: (EPE, 2020).

Percebe-se o destaque em GD foi a fonte de geração solar fotovoltaica que chegou a 74,5% em 2019, com 1.659 GWh de geração e 1.992 MW de potência instalada. Seguida da fonte hidráulica com 13,9% (EPE, 2020). Esses dados demonstram que o Brasil vem aumentando a participação de fontes renováveis na sua matriz elétrica a partir da GD e da REN 687, com investimentos descentralizados e oriundos dos próprios consumidores que passam a gerar sua própria eletricidade e usar o sistema de compensação estabelecido. Na Figura 16, pode-se observar um comparativo das emissões de CO<sub>2</sub> por MWh entre o Brasil, China, Estados Unidos e União Europeia.

Figura 16 - Comparativo de emissões de CO<sub>2</sub> (kg) por MWh gerado em 2017



Fonte: (EPE, 2020).

Para produzir 1 MWh o setor elétrico brasileiro emite em torno de 1/3 do valor da União Europeia, 1/4 do setor elétrico americano e 1/6 das emissões do setor elétrico chinês. Ao comparar os índices de emissões de CO<sub>2</sub> na produção de energia elétrica no Brasil, nota-se que houve queda nas emissões entre 2017 e 2019, sendo que o setor emitiu cerca de 116,6 kg CO<sub>2</sub>-eq/MWh e 90 kg CO<sub>2</sub>-eq/MWh, respectivamente (EPE, 2020).

Entretanto é importante salientar que ao mesmo tempo que o país possui uma matriz elétrica renovável com destaque nos baixos índices de emissões de CO<sub>2</sub>, ressalta-se que em 2019 os índices de emissões da matriz energética, provindas do setor de transportes aumentaram mais de 0,8% quando comparado a 2018, lembrando que esse setor lidera o ranking de emissões de CO<sub>2</sub> no Brasil sendo responsável por 45,4 %, com previsão de ampliação para os próximos anos segundo Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (EPE, 2019). Com isso, a atual

tendência de mobilidade elétrica tanto na inserção de VEs leves, quanto dos VEs de carga e transporte de passageiros, pode melhorar esse aspecto no setor.

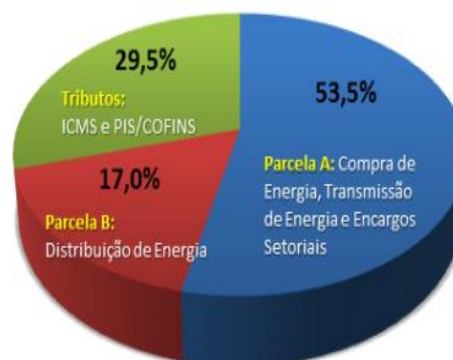
Outro aspecto positivo é que a matriz elétrica predominantemente renovável, com enorme potencial de crescimento a partir de GD, beneficia significativamente o desenvolvimento da mobilidade elétrica, realizando sem emissões ampliadas de CO<sub>2</sub>. Essa tendência provoca novos modelos de negócio para o setor de energia, o que ajudará nas adequações de legislação, promove avanços nas tecnologias, nas *smart grids* e produção de energia por fontes renováveis e de forma distribuída.

### **3.5. Modalidades tarifárias**

Existem diversas modalidades tarifárias, que são definidas de acordo com o grupo de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa. As modalidades são definidas conforme o grupo tarifário e regulamentadas pela REN n°414 de setembro de 2010 da ANEEL, que trata das condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada e pelo módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (ANEEL, 2020).

A tarifa de energia tem o objetivo de cobrir custos operacionais das empresas que prestam serviço e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade do sistema. O valor considerado para definição da tarifa leva em consideração: custos de geração, transmissão e distribuição, assim como dos encargos setoriais. O valor da tarifa é dividido em Tarifa de Energia (TE) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) que é definido pela ANEEL e os encargos e tributos são instituídos por leis (ANEEL, 2017). Na Figura 17 pode visualizar as parcelas para chegar ao valor final da tarifa de energia elétrica aplicada ao consumidor.

Figura 17 - Valor final de energia elétrica



Fonte: (ANEEL, 2017)

Sobre o valor da tarifa incidem impostos de âmbito federal, estadual e municipal, como o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública (CIP). Assim, pode-se dizer que a tarifa de energia é composta por três parcelas, conforme exposto.

Com o objetivo de incentivar a expansão da GD, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) publicou o Convênio ICMS 157/2015, autorizando a isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação de energia. A isenção de impostos em parte da tarifa para as unidades consumidoras que injetam energia elétrica na rede é garantida pelo Decreto Nº 52.964/2016, emitido pela Assembleia Legislativa do Estado do Rio Grande do Sul, contudo, não se aplica ao custo de disponibilidade, energia reativa e demanda de potência.

Os grupos de modalidades tarifárias se dividem em: grupo A, grupo B e demais acessantes. Os grupos principais se dividem em subgrupos que variam conforme níveis de tensão, consumo de energia e demanda de potência.

### 3.5.1 Grupo A

O grupo A, conforme REN 414 da ANEEL (2010), é formado pelas unidades consumidoras com fornecimento de Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e de sistemas subterrâneos. Dentro do grupo de AT estão os subgrupos:

- A1 – com tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- A2 – com tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;

- A3 – com tensão de fornecimento de 69 kV.

Dentro do grupo de MT estão os subgrupos que se dividem em:

- A3a – com tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- A4 – com tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV.

E por fim, no grupo de sistemas subterrâneos está o seguinte subgrupo:

- AS – com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

No grupo A se enquadram também as modalidades: horária azul e horária verde.

A modalidade azul é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. O horário de ponta, para essa modalidade é composto por 3 horas diárias consecutivas, com exceção aos sábados, domingos e feriados definidos pela REN 414/2010. Já o horário fora ponta é composto pelas horas complementares às definidas no período ponta. Já a modalidade verde é caracterizada por tarifas distintas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, e de uma única tarifa de demanda de potência (ANEEL, 2010).

### **3.5.2 Grupo B**

O grupo B, conforme REN 414 da ANEEL (2010), é formado pelas unidades consumidoras com fornecimento de Baixa Tensão (BT). Para consumidores do grupo B, enquadram-se unidades consumidoras de BT caracterizadas pela tarifa monômnia e os subgrupos que a compõem são:

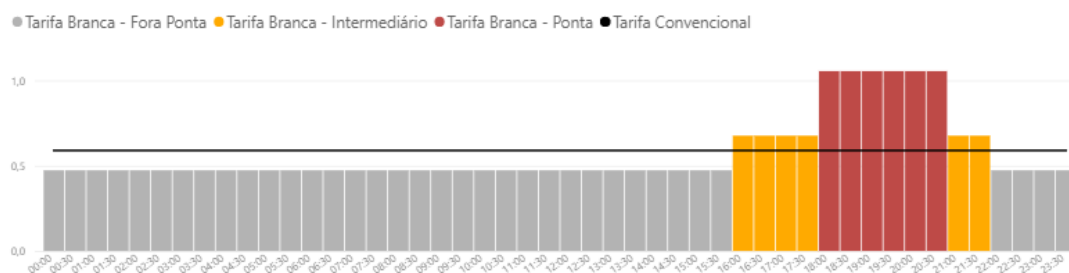
- B1 – classe residencial;
- B2 – classe rural;
- B3 – demais classes;
- B4 – iluminação pública.

Dentro do grupo de tarifa convencional monômnia é aplicado uma tarifa única de consumo de energia elétrica, independente das horas de uso. Já para modalidade tarifária horária branca, a tarifa varia de acordo com os horários de utilização do dia (ANEEL, 2010).



Os postos tarifários são definidos pelas distribuidoras no processo de revisão tarifária (a cada 4 ou 5 anos) conforme REN nº414/2010 e módulo 7 do PRORET. Esse enquadramento tarifário aplica 3 postos, conforme pode-se observar na Figura 18.

Figura 18 – Postos tarifários da tarifa branca da RGE Sul



Fonte: (ANEEL, 2020).

Os horários do posto tarifário de ponta para tarifa branca é das 18:00 às 20:59; para o fora ponta é das 22:00 às 15:59 e o intermediário é das 16:00 às 17:59 e das 21:00 as 21:59 (ANEEL, 2020).

### 3.6. Planejamento energético

Atualmente, o setor elétrico passa por constante crescimento no consumo de energia elétrica. Com isso torna-se necessário buscar meios para atender a demanda de carga com confiabilidade e segurança. Dessa forma, são necessários frequentes investimentos em ampliações e modernização por partes das distribuidoras de energia elétrica, buscando melhorias através de processos de operação, manutenção e planejamento do SEP (MILKE et al., 2018).

A previsão de carga é de suma importância para realização no desenvolvimento do planejamento da expansão e operação do SEP. Deste modo, é de extrema relevância entender o comportamento de carga do sistema e os horizontes de previsão. Os estudos de planejamento tornam-se ferramentas imprescindíveis ao setor, garantindo o atendimento do crescimento da carga, bem como, às futuras solicitações do mercado, otimizando a aplicação dos recursos financeiros, evitando multas as concessionárias e evitando também perdas elétricas (PIRES et al., 2016).

Um dos principais desafios da previsão de carga está relacionado ao crescimento da GD e à inserção de VEs no SEP, resultando em uma diversificação

da matriz energética de eletricidade em maior escala. Para a aplicação dos VEs, por exemplo, pode ser considerado uma carga variável a ser prevista no sistema de distribuição. Neste caso, os modelos estatísticos precisam ser desenvolvidos e aperfeiçoados para minimizar possíveis erros.

Para GD, um dos principais desafios refere-se às incertezas relativas às cargas bem como às potências geradas pelas unidades, sendo uma geração intermitente, pois é uma carga variável e dependente de condições atmosféricas. Entretanto, vem a contribuir na geração de energia elétrica conectada ao sistema de distribuição, muito próximo das unidades consumidoras, o que implica na redução dos custos para a sua implantação e equilibrando as cargas na rede (MME/EPE 2020).

Muitas são as variáveis que devem ser inseridas no equacionamento da previsão, sendo assim, existe a possibilidade de que grande quantidade de energia seja acrescentada ou retirada do sistema em curtos espaços de tempo devido às variações que podem ocorrer. Com isso, um fator de transformação e modernização do setor elétrico que está cada vez mais necessário para o controle e monitoramento de todos esses eventos em tempo real: o conceito de Redes Elétricas Inteligentes (REI), ou como é conhecida no inglês *Smart Grids*.

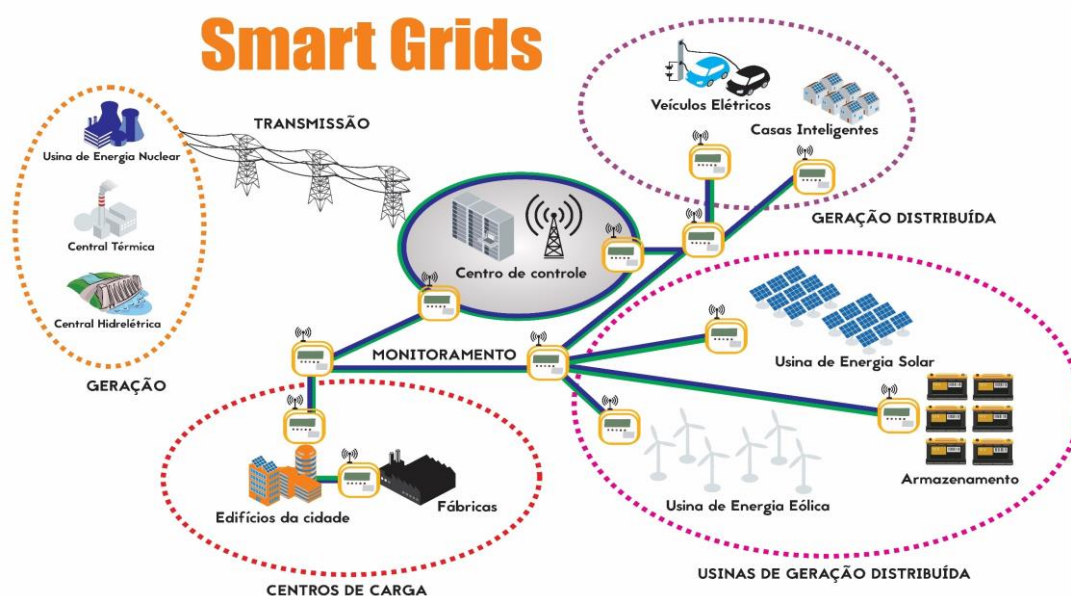
A REI com sua utilização intensiva de tecnologia de informação e comunicação na rede elétrica, permitirá a implantação de estratégias de controle e otimização da rede de forma mais eficientes, automatizadas e ágeis o suficiente para atender aos novos intermitentes. As mesmas, devem gerar novas oportunidades de negócios, operados com qualidade, segurança e interatividade para integração dos sistemas de hardware e software que irão fornecer as condições técnicas para seu funcionamento (SILVA, 2019).

Silva (2019) salienta que a aplicação de *Smart Grids* no planejamento, inclui a tarefa de previsão de demanda de energia elétrica como necessária para acelerar seu desenvolvimento, em tarefas como o gerenciamento em tempo real de consumidores residenciais, alocação ótima de recursos e tomada de decisão. Com isso, podem ser capazes de aperfeiçoar métodos de previsão de carga a curtíssimo prazo quando há atualização horária dos dados, no qual se tornam mais adaptativos quando os dados da previsão são atualizados em tempo real, fazendo com que os erros diminuam, proporcionando maior confiabilidade na projeção e estabilidade no sistema de distribuição. Por exemplo: uma Rede Neural Artificial (RNA) projetando os próximos

picos de consumo com dados atualizados em questão de minutos. Sua previsão pode superar 99% de acerto e tornar os recursos técnicos de armazenamento e despacho menores com maior eficiência de aplicação (MILKE, 2019).

Silva (2019) salienta que o modelo ideal de *Smart Grids*, evidencia o monitoramento abrangente e a importância dos medidores inteligentes distribuídos na rede. Dessa forma, estes equipamentos poderiam apresentar a demanda instantânea e índices de confiabilidade, auxiliando no planejamento das redes. Conhecendo o real estado dos cenários de contingência, este índice poderia ser utilizado com maior precisão para o futuro dimensionamento dos equipamentos. Em um cenário projetado é possível apontar essa tendência. Na Figura 19 apresenta uma estrutura de *Smart Grid* (SILVA, 2019).

Figura 19 - Estrutura de uma *Smart Grid*



Fonte: (SILVA, 2019).

Os medidores inteligentes do futuro poderiam servir como informação para tomada de decisões na operação, por exemplo, a resposta à demanda. Assim, o centro de controle comunicaria os medidores e solicitaria que estes reduzissem o consumo em cenários próximos de sobrecarga, garantindo o conforto e a segurança dos consumidores. Essas ações, em resposta a eventos, podem ocorrer de forma automática por configurações da REI. Assim, manter o equilíbrio entre a demanda e o fornecimento de energia elétrica é um desafio que se tornará cada vez maior para

integrar de forma harmoniosa a geração de energias com base em fontes renováveis variáveis, a eletrificação cada vez mais presente no mercado dos VEs e monitorado por indicadores de qualidade associados às concessões públicas (RODRIGUES, 2020).

No cenário atual os VEs correspondem por aproximadamente 0,3% da demanda anual global de eletricidade e está previsto para 2030 uma demanda de energia elétrica em torno de 4%. Contudo, surgem implicações e oportunidades para os sistemas de energia. O gerenciamento das recargas será fundamental para que as recargas ocorram em períodos de baixa demanda de energia elétrica ou em momentos de alta geração por fontes renováveis (IEA, 2020).

Nesse contexto de REI, a tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G) é vista como uma oportunidade de comercialização de energia e gerenciamento inteligente. Essa tecnologia utiliza a energia armazenada nas baterias dos VEs para atender a rede elétrica em momentos de demanda de pico, torna a integração de energias renováveis mais eficientes e as *Smart Grid* se beneficiam ao maximizar o uso de energias renováveis. Embora seja visto como uma tecnologia promissora, ainda necessita de adaptações das estruturas regulatórias e de mercado (IEA, 2020). No Brasil o uso da V2G não é permitido conforme REN nº 819 de 19 de junho de 2018.

### **3.7. Considerações do Capítulo**

O presente capítulo apresentou uma revisão bibliográfica sobre os VEs, uma breve introdução ao histórico dos VEs, suas principais características com seus principais componentes associados ao uso e armazenamento de energia elétrica, vantagens, aplicações e implicações para sua inserção maciça no SEP, afetando geração, demanda e postos tarifários atualmente em uso. Para registrar esses fatos, foram apresentados os conceitos que envolvem: tecnologias de baterias, categorias de EC e as características provenientes de sua utilização. Por fim, apresentou-se uma revisão de assuntos relacionados diretamente ao tema como: legislação aplicada a VEs, sistemas de compensação e perspectivas a partir da GD, postos tarifários e planejamento energético do sistema elétrico. Com estes apontamentos, será possível obter uma visão geral para estabelecer a metodologia aplicada e os estudos de caso propostos a seguir.

#### 4. METODOLOGIA

Este Capítulo apresenta a metodologia desenvolvida, permite identificar o impacto econômico da substituição da frota de veículos a combustão por elétricos em uma instituição pública de ensino, sob o ponto de vista do consumo energético. Para tanto, foi necessário estabelecer análises preliminares para determinar inicialmente o perfil de recargas a partir de um conjunto de estações de carregamento de VEs, sugeridas de acordo com o tipo e característica dos veículos em questão.

Em um segundo momento foi desenvolvida uma análise do impacto que as recargas estabelecidas no perfil de recargas terão sobre a demanda de energia elétrica e conseqüentemente sobre encargos com a fatura de energia aplicada à instituição, levando em consideração a quantidade de energia renovável disponível no local e sugerindo a indicação de ampliação futura da geração própria.

O perfil de recargas é estabelecido a partir dos dados reais da frota a combustão, tais como: quantidade de veículos que compõem a frota; os modelos dos veículos existentes e a distância diária percorrida por veículo. A partir da definição de uma nova frota elétrica, considerando a quantidade, os modelos de VEs compatíveis e suas características, torna-se possível definir:

- o número de recargas necessárias para cada VE que compõem a frota com base na distância diária percorrida por VE;
- a potência necessária das ECs para atender a demanda de circulação da frota, levando em consideração as características individuais de cada modelo de VE considerado;
- o número de ECs necessárias para suprir a demanda de recargas da frota elétrica e por fim;
- estabelecer o horário em que ocorrem as recargas dos VEs em cada uma das ECs.

Com o intuito de melhor aproveitar as ECs estabelecidas, propõe-se direcionar as recargas dos VEs que possuem maior autonomia e maior capacidade da bateria, para os horários da noite e madrugada, visando evitar um pico de consumo de energia nos horários de maior demanda, assim como, garantir as atividades da frota durante

o dia. Porém, também se estabelece recargas durante o dia, considerando que essas são de VEs que percorrem uma distância menor e têm disponibilidade de recarregar nesse período. Salienta-se também que em alguns horários do dia haverá carregadores disponíveis, pensando na necessidade de fazer ajustes e alterações nas recargas das frotas consideradas ou até mesmo serem utilizadas como postos de recargas para terceiros.

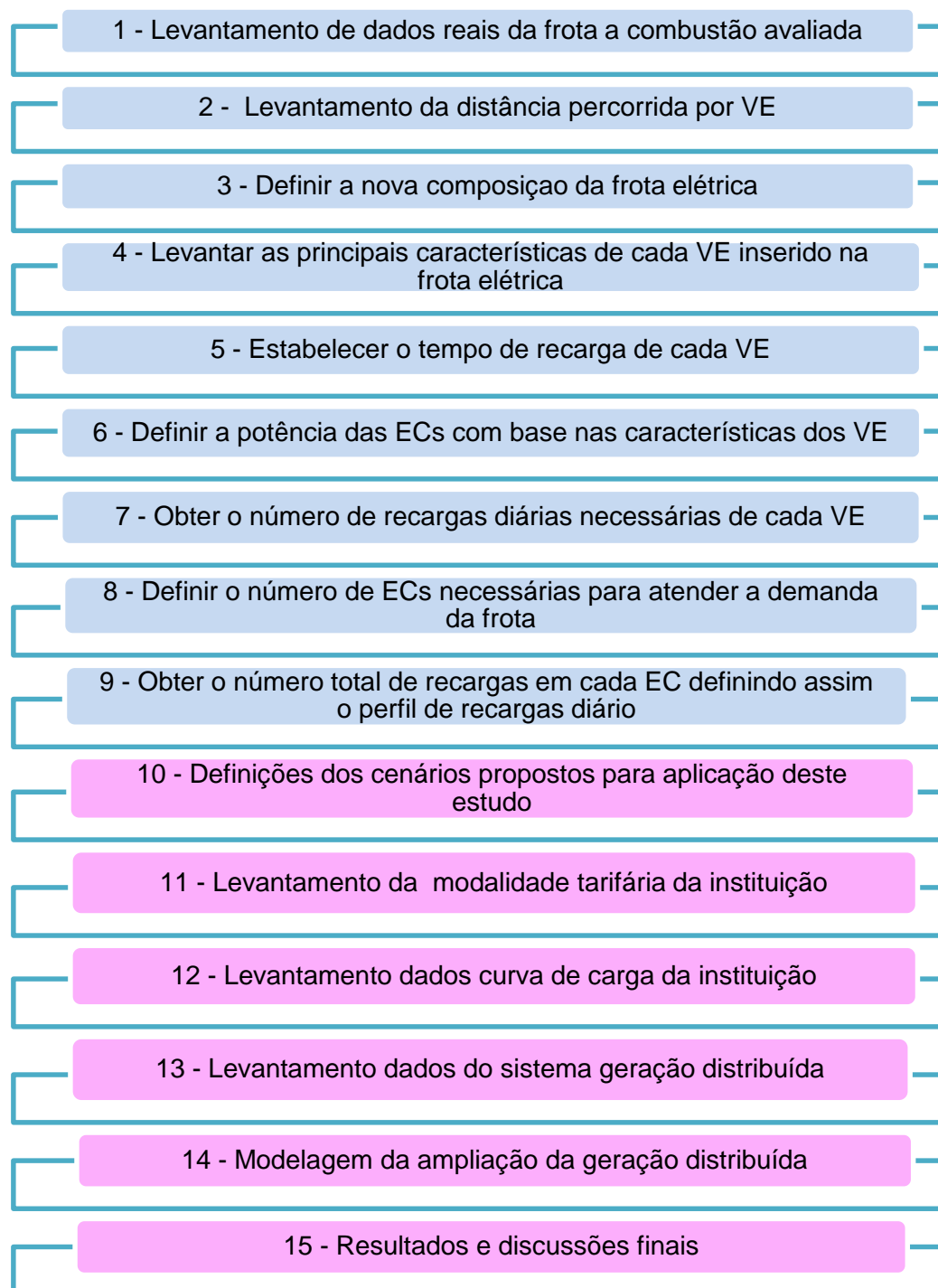
Ressalta-se que podem ser elaboradas diversas configurações de perfis de recargas com inúmeras variações, que podem alterar o número de ECs e suas potências. Essa variação pode ocorrer devido às características de cada frota avaliada, tais como: números e modelos de VEs; distância percorrida pelos VEs considerados e o tempo de recarga. Ainda, vale salientar a importância de se ter um perfil de recargas estabelecido para prédios públicos, a fim de que os resultados e impactos possam ser mensurados.

#### **4.1. Diagrama geral da Metodologia**

Na metodologia desenvolvida, foram definidas etapas para o desenvolvimento e aplicação da mesma, a fim de atingir os objetivos propostos neste estudo. Para melhor apresentar a metodologia, a mesma é dividida em duas partes. Inicialmente, são apresentados os passos para o desenvolvimento e definição do perfil de recargas.

E um segundo momento apresenta-se as etapas propostas para avaliar o impacto da substituição da frota com base no perfil de recargas desenvolvido, sob o ponto de vista da modalidade tarifária vigente e dos recursos energéticos distribuídos disponíveis atualmente na instituição avaliada, incluindo indicação de ampliação futura da geração própria. A Figura 20 apresenta o diagrama das etapas da metodologia para o desenvolvimento do perfil de recargas, assim como, as etapas de aplicação da metodologia proposta, que serão apresentadas no desenvolvimento prático desse estudo, para assim poder atingir os objetivos propostos.

Figura 20 - Diagrama de etapas da metodologia geral



Fonte: Autor.

- Primeira etapa - desenvolvimento da metodologia
- Segunda etapa - aplicação da metodologia desenvolvida

#### 4.1.1 Levantamento dos dados da frota a combustão

Para realizar o levantamento dos dados de uma frota a combustão, tais como: a quantidade de veículos existentes e ativos em circulação; categorias de veículos e às distâncias percorridas pela frota, deve-se buscar essas informações junto ao setor responsável da instituição em que o estudo será aplicado. Dessa forma, algumas informações podem ser obtidas por grupos de veículos e não individualizadas. Assim, alguns ajustes podem ser necessários para se chegar a um valor aproximado de quilômetros percorridos para cada veículo, pois essas informações devem ser individualizadas para a análise em questão. No Quadro 4, pode-se observar as variáveis necessárias para se obter os dados de forma individualizada.

Quadro 4 – Variáveis da frota analisada

Grupos	Total km rodados/semestre	N° VEs	N° Total VEs/grupo	Veículos (Modelos)
Coletivo	x	n1	N00	A
		n2		B
		n3		C
Carga	y	n4	N01	D
		n5		E
		n6		F
Pessoal	z	n7	N02	G
		n8		H
		n9		I
		n10		K
		n11		L
Especial	w	n12	N03	M
		n13		N
		n14		O

Fonte: Autor.

\* Os modelos dos veículos podem ser: ônibus; micro-ônibus; vans; caminhões; caminhonetes e utilitários de passeio.

Conforme exposto no quadro 4, o grupo coletivo percorre uma distância  $x$  durante o semestre e os veículos que fazem parte deste grupo são os modelos A, B e C. Dessa forma, esse grupo apresenta um número total de N00 veículos, sendo que  $n1$  representa a quantidade de modelos A,  $n2$  representa a quantidade de modelos B e assim sucessivamente.

Diante dessas informações, observa-se a necessidade de estimar a distância média individual percorrida por veículo. Assim, a partir da distância percorrida por semestre, pode-se obter a distância média mensal, conforme Equação 1.



$$km_m G = \frac{km_s G}{6} \quad (1)$$

Onde:

$km_m G$ : distância média mensal por grupo (km);

$km_s G$ : distância semestral por grupo.

Com os dados da distância média mensal por grupos, obtém-se os valores individuais mensais por de veículo. Através da Equação 2, define-se a distância média mensal percorrida por veículo.

$$km_m V = \frac{km_m G}{n_t VG} * QVG \quad (2)$$

Onde:

$km_m V$ : distância média mensal percorrida por veículo (km);

$km_m G$ : distância média mensal por grupo (km);

$n_t VG$ : número total de veículos no grupo;

$QVG$ : quantidade de modelo de veículo do grupo.

Com o valor da distância média mensal individual por veículo, pode-se chegar ao valor médio de km rodados por dia por veículo, conforme exposto na Equação 3.

$$km_d V = \frac{km_m V}{d_m} \quad (3)$$

Onde:

$km_d V$ : distância média diária percorrida por veículo (km);

$km_m V$ : distância média mensal percorrida por veículo (km);

$d_m$  : dias considerados no mês.

Com base nas informações da distância média mensal estabelecida por grupos, obtém-se os valores da distância média diária individual de cada veículo identificado na frota, essas informações serão imprescindíveis para as simulações do estudo em questão.

Para definir a frota elétrica se faz necessário conhecer a frota a combustão da instituição que será analisada. Dessa forma, busca-se os dados atuais da frota a combustão junto à instituição e a partir deles define-se os novos veículos que irão substituir a frota a combustão por elétrica. No Quadro 5, observa-se as variáveis necessárias para definir a frota elétrica.

Quadro 5 – Dados necessários para definir a frota elétrica

<b>Modelo a combustão</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Modelo elétrico</b>
A	n1	X
B	n2	Y
C	n3	Z
D	n4	K
E	n5	W
F	n6	X1

Fonte: Autor.

\* Os modelos dos veículos elétricos podem ser: ônibus, micro-ônibus vans, caminhões, caminhonetes, utilitários de passeio, ou outro modal existente na instituição em análise.

A partir das informações relacionados à frota a combustão, levantadas na instituição analisada, pode-se definir a nova frota elétrica e assim elaborar a metodologia do perfil de recargas da frota elétrica.

#### **4.1.2 Perfil de recargas e número de ECs**

O perfil de recargas tem como objetivo estabelecer o número de recargas necessárias para cada VEs, baseando-se na distância média individual percorrida e a quantidade de veículos que compõem a frota. A partir da obtenção dessas informações, pode-se estabelecer o número de estações de carregamento necessárias para atender a frota elétrica da instituição avaliada.

Para definir o perfil de recargas de uma instituição para análises de substituição da frota, faz-se necessário considerar as características individuais de cada veículo escolhido, tais como:

- autonomia;
- capacidade da bateria;
- potência limite de recarga CA do conversor onboard do VE (kW);
- potência limite de recarga CC do BMS do VE (kW)

- distância média percorrida por veículo a combustão (km);
- tempo necessário para recarga baseado na capacidade da bateria, no conversor onboard do veículo e a potência definida para a EC;
- número de recargas necessária para cada veículo com base na distância percorrida durante o dia.

Com a frota elétrica e suas características estabelecidas, pode-se definir o perfil de recargas diário, com base nos dados de cada veículo em particular, levando em consideração a distância real percorrida pelos VEs diariamente, conforme apresentada no item 4.1.1. Assim, é possível estabelecer a potência e número de ECs para atender a demanda de recargas necessárias da frota analisada.

Para atender a frota de VEs como: ônibus; micro-ônibus; caminhões; caminhonetes; vans e demais utilitários, leva-se em consideração as características individuais de cada um dos VEs, assim pode-se estabelecer o tempo de recargas de cada um respeitando as características e limitações de cada um dos modelos considerados. O tempo de recargas de um VE depende de vários fatores e para obter o tempo exato de recarga é necessário conhecer o tipo da corrente utilizada no carregamento, o tipo da rede elétrica utilizada, a potência do cabo utilizado para carregamento, a potência do conversor CA/CC integrado ao VE utilizado, a capacidade da bateria e a potência do carregador. Dessa forma, para definir o tempo de recargas lentas e semi-rápidas em CA, utiliza-se as Equações 4 e 5. Vale salientar que o tempo de recarga varia conforme a capacidade e estado da carga da bateria e com as limitações do conversor onboard, assim como, com a potência da EC considerada e também com o coeficiente de dirigibilidade.

$$E_{recarga\_CA} = \left[ 1,0 - \left( \frac{SOC_0}{100} \right) - \left( \frac{d_{km}}{Aut.} \times \beta_{dirig.} \right) \right] \times C_{Bes} \quad (4)$$

$$T_{recar\_CA} = \left( \frac{E_{recarga\_AC}}{P_{carreg.onboard}} \right) \quad (5)$$

Onde:

$E_{recarga\_CA}$ : recarga em CA do VE (kWh);

$SOC_0$ : SOC do VE no momento do início da recarga (%);

$d_{km}$ : distância do deslocamento (início viagem até EC);

$Aut$ : autonomia do veículo (km);

$\beta_{dirig.}$ : coeficiente de dirigibilidade (VE carregado e com o ar condicionado, ou sem carga e sem ar condicionado – Podemos chamar de Hard ou Eco);

$C_{Bes}$ : capacidade da bateria (kWh);

$T_{recar\_CA}$ : Tempo estimado de recarga (h);

$P_{carreg.onboard}$ : potência limite de recarga CA do conversor onboard do VE (kW).

Já para as recargas rápidas em CC, a carga não é linear, existe uma variação entre os 80% e 100%, dessa forma, a velocidade da recarga acaba diminuindo, pois tem o objetivo de otimizar o desempenho da bateria e prolongar sua vida útil. Deste modo, para definir o tempo de recargas em CC considera-se nas Equações 6 e 7 recargas rápidas em até 80% da capacidade da bateria.

$$E_{recarga\_CC} = \left[ 0,8 - \left( \frac{Soc_0}{100} \right) - \left( \frac{d_{km}}{Aut.} \times \beta_{dirig.} \right) \right] \times C_{Bes} \quad (6)$$

$$T_{recar\_CC} = \left( \frac{E_{recarga}}{P_{CC\ carreg.}} \right) \quad (7)$$

Onde:

$E_{recarga\_CC}$ : recarga rápida em CC do VE (kWh);

$T_{recar\_CC}$ : tempo estimado de recarga (h);

$P_{CC\ carreg.}$ : potência limite de recarga CC do BMS do VE (kW);

Para definir o número total de ECs necessárias para atender a frota elétrica é fundamental estabelecer o número de ECs por potência, então utiliza-se a Equação 8.

$$NEC_x = \frac{(T_{recar.} * NVE_n)}{24h} \quad (8)$$

Onde:

$NEC_x$ : número de estações de carregamento por potência, em kW, considerando as recargas durante 24 horas do dia;

$T_{recar}$ : tempo de recarga (CA ou CC) em (h);

$x$ : potência da EC considerada;

$NVE_n$ : número de VEs definidos para serem recarregados nessa EC.

Após definir a quantidade necessária de ECs por potência, faz-se necessário definir a quantidade total de ECs que serão necessárias para atender a demanda de recarga dos veículos, considerado uma recarga diária por veículo. Para tal utilizou-se a Equação 9. Nessa equação considera-se que  $NEC_x$  representa a quantidade de estações de recarga da mesma potência. Por exemplo,  $NEC_{x1}$  poderá representar a quantidade de estações de recarga com potência de 50 kW.

$$N_{TEC} = \sum_{x=1}^{x=p} NEC_x \quad (9)$$

Onde:

$N_{TEC}$ : número total de ECs para atender a frota analisada;

$NEC_x$ : número de ECs de X kW;

$p$ : grupo de estações de recarga por potência.

Através das equações supracitadas definiu-se o número das ECs necessárias para atender uma determinada frota de VEs. Nesta análise, considera-se apenas uma recarga por VE ao dia. Entretanto, é necessário definir o número de ECs para atender a demanda baseada na distância percorrida pela frota da instituição analisada. Através da Equação 10, define-se o número de recargas necessárias a serem realizadas por veículo ao dia, baseando-se na distância diária percorrida pelo VEs analisado.

$$NR_dVE_n = \frac{D_tVE_n}{D_AVE_n} \quad (10)$$

Onde:

$NR_dVE_n$ : número de recargas diárias por VE;

$D_tVE_n$ : distância diária total que o veículo considerado percorre (km);

$D_AVE_n$ : distância diária percorrida com a autonomia da primeira recarga (km);

$n$ : modelo do VE considerado.

Contudo, é necessário considerar a existência de uma variação da distância percorrida por veículo, por exemplo, aqueles que rodam mais podem necessitar de mais de uma recarga diária. Já os VEs que circulam uma distância menor, podem recarregar em um intervalo de tempo maior, uma ou duas vezes por semana, variando conforme a distância percorrida.

A partir dessas informações, pode-se estabelecer um plano de recargas para os veículos. Os VEs que necessitam de mais de uma recarga ao dia, são conectados a EC duas ou mais vezes, variando conforme a demanda de circulação diária, sendo que a recarga completa deve ser preferencialmente direcionada para o período da noite. Durante o dia é definido um período para recarregar um percentual menor ou que atenda a demanda de circulação.

Já para os VEs que a autonomia é maior que a distância diária percorrida e, portanto, podem não necessitar de recargas diárias, se estabelece uma escala de recargas semanal. Para isso realiza-se um controle com as informações referente a distância percorrida diariamente e se acompanha o percentual da carga da bateria e assim tem-se o nível da carga de cada veículo e torna-se possível estabelecer em qual momento o VE será recarregado. No Quadro 6 pode-se observar um exemplo do controle da porcentagem de carga dos VEs diariamente.

Quadro 6 - Escala de recargas

Tipo	Dias	% Carga	% km rodados/dia	km com 80% da carga	Nº VEs	Autonomia (Km)	Bateria (KWh)	Km/dia
VE X	1º	100,00	21,03	332,8	16	416,00	66,00	70,00
	2º	78,97						
	3º	57,93						
	4º	36,90						
VE Y	1º	100	32,47	308,0	20	385,00	52,00	100,00
	2º	67,53						
	3º	35,06						

Fonte: Autor.

Ao observar a escala de recargas exemplo, pode-se analisar que o VE X percorre 70 km diariamente e assim ele consome 21,03% da carga total da bateria nesse dia, assim, no segundo dia ele estará com 78,97% da carga da bateria e no terceiro dia com 57,93% da capacidade da bateria e no quarto dia ele estará com 36,90 da capacidade da bateria, nesse momento percebe-se que o VE de modelo X necessita de uma recarga para poder continuar atendendo nas atividades da frota. É importante salientar que se considera a quilometragem com 80% da carga pois existe uma margem de segurança em que a bateria do VE não deve baixar de 20% da carga para preservar a bateria do VE. Dessa forma, os VEs são carregados sempre antes de chegar nos 20% da capacidade da bateria.

Com os valores da porcentagem da carga da bateria dos VEs em cada dia em mãos, pode-se definir quais dias serão realizadas as recargas para os VEs que não necessitam de recargas diárias. No Quadro 7 pode-se visualizar escala de recargas mensal.

Quadro 7 - Escala de recargas mensal

Dias mês			2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
VEs	Quant.	Dia																															
VE X	16	3°	0	0	0	8	0	0	0	0	8	0	0	8	0	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	8	
		4°	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	
VE Y	20	2°	0	0	10	0	10	0	0	0	10	0	10	0	10	0	0	0	10	0	10	0	0	0	10	0	10	0	10	0	0	0	
		3°	0	0	0	10	0	0	0	0	10	0	0	10	0	0	0	0	10	0	0	0	10	0	0	0	10	0	0	0	10		

Fonte: Autor.

\*N° de VE é a quantidade de VE que fazem parte da escala semanal

\*VE X, VE Y e VE Z são os modelos de veículos elétricos que fazem parte da escala semanal.

\*Dias mês, são os dias em que as recargas dos VEs são distribuídas.



\*2°, 3°, 4° dias são os dias em que os VEs serão recarregados baseando-se no quanto percorreram.

Ao observar a escala semanal, nota-se que existem 8 VEs de modelo X, que recarregam a cada 3 dias e 8 que recarregam a cada 4 dias, então distribui-se as recargas dos veículos durante a semana e o mês respeitando as porcentagens de carga de cada dia. Já para os VEs de modelo Y, que possuem 20 unidades, são definidas as recargas no segundo e terceiro dia, sendo 10 recargas a cada dois dias e as outras 10 a cada 3 dias, completando assim a escala de recargas mensal dos VEs não recarregam diariamente. É importante salientar que os VEs circulam no dia em que recarregam, porém não circulam nos finais de semana pois não existem

atividades nos fins de semana em instituições públicas, já as recargas ocorrem nas finais de semana quando houver necessidade considerando a escala de recargas.

Com essas informações, torna-se possível determinar o perfil de recargas da instituição analisada. Com o intuito de facilitar o entendimento no desenvolvimento do perfil de recarga, considera-se uma cor distinta para cada modelo de VE estabelecido para a frota, conforme se pode observa no Quadro 8.

Quadro 8 - Definição de cor para cada modelo de VE

Modelos de VEs	Cores
X	
Y	
Z	
K	
W	
X1	
Y1	
Z1	

Fonte: Autor.

Após a classificação por cor para cada VE, pode-se desenvolver o perfil diário de recargas. No Quadro 9 pode observar um exemplo genérico do modelo de um perfil de recargas diário definido a partir das equações mencionadas nessa metodologia.

Quadro 9 - Perfil de recargas diárias genérico

Qde carre.	CARREGADOR (potência X) kW			CARREGADOR (potência Y) kW		CARREGADOR (potência Z) kW		CARREGADOR (potência β) kW				TOTAL RECARGAS
	C1	C2	TOTAL RECARGAS	C3	TOTAL RECARGAS	C4	TOTAL RECARGAS	C5	C6	C7	C8	
00:00	1	1	2	1	1	1	1					0
01:00			0		0		0					0
02:00			0		0		0					0
03:00	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	4
04:00			0		0		0					0
05:00			0	1	1		0					0
06:00	1	1	2		0	1	1					0
07:00		1	1	1	1		0					0
08:00	1	1	2		0		0					0
09:00	1		1	1	1	1	1	1			1	2
10:00	1	1	2	1	1		0		1	1		2
11:00		1	1		0	1	1					0
12:00		1	1	1	1		0					0
13:00		1	1	1	1		0					0
14:00	1		1		0	1	1					0
15:00	1	1	2	1	1		0					0
16:00			0	1	1	1	1					0
17:00	1	1	2		0		0					0
18:00			0		0		0					0
19:00			0		0		0					0
20:00			0		0		0					0
21:00	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	4
22:00			0	1	1		0					0
23:00			0		0		0					0

Fonte: Autor.



\*C1, C2 são dois carregadores com potência X kW, C3 é um carregador com potência Y kW, C4 é um carregador com potência de Z kW e C5, C6, C7, e C8 são carregadores com potência  $\beta$  kW, para atender um número específico de modelos de VEs, conforme as cores definidas no quadro 8.

\*O horário que está na cor branca nos carregadores é o momento em que não tem nenhum VEs conectado à EC e o horário em cinza representa o horário de ponta.

O tempo de recarga de cada veículo é estabelecido com base nas equações mencionadas na metodologia. Ao observar o quadro 9, nota-se que nos horários das 18:00 às 21:00, destacados em cinza, não foram conectados VEs, pois nos horários de ponta não foram consideradas recargas em nenhuma das ECs. Também pode-se observar que nas ECs C1 e C2 com potência X kW, foram consideradas 22 entradas de recargas dos VEs, durante o dia, obtendo assim, o perfil de recarga diário das ECs de X kW de potência e assim pode-se determinar o perfil de recargas diário de cada uma das ECs consideradas.

Para o desenvolvimento do perfil de recargas da frota elétrica são estabelecidas algumas premissas, tais como:

- as primeiras recargas são realizadas pelas ECs lentas e semi-rápidas em CA, direcionando para recargas rápidas em CC apenas a segunda recarga do dia, respeitando as características técnicas de cada VE considerado, com o objetivo de diminuir o tempo de recargas para poder ter uma disponibilidade maior dos VEs;
- as recargas de maior impacto no consumo de energia foram direcionadas para os períodos da noite e madrugada, visando evitar pico de consumo energia nos horários de maior demanda;
- evita-se recargas em horários de ponta, visto que nesse período o custo da tarifa de energia é maior;
- define-se que as recargas estabelecidas durante o dia, são de VEs que percorrem uma distância menor, circulam somente dentro do campus e arredores, tendo assim a disponibilidade de recarregar nesse período.

Para maior precisão quanto à definição de horários de recargas de cada VE considerado na frota, faz-se necessário conhecer as rotas de cada VE existente na instituição avaliada, visto que dessa forma se tem uma melhor definição quanto aos horários das recargas e conseqüentemente uma melhor distribuição do número ECs necessárias para atender a demanda de circulação da frota.

Esse método de análise é aplicado com base nas prioridades mencionadas, visando atender a demanda de circulação da frota elétrica considerada para a instituição pública de ensino avaliada. Por exemplo, se a frota possui 10 veículos do modelo X, define-se que as recargas serão realizadas nas ECs X kW, respeitando as características técnicas de cada VE e das ECs. Desses 10 VEs, 7 deles estão conectados a ECs C1 e C2, então, como as ECs de X kW não possuem horários de recargas disponíveis, verifica-se se os 3 VEs restantes podem ser recarregados em uma outra EC com potência compatível e se existe um horário disponível para recarregá-los, se não houver, define-se uma nova ECs de X kW para poder atender a demanda da frota elétrica e assim sucessivamente até conseguir atender a demanda da frota analisada. A partir dessa análise, define-se a potência das ECs necessárias para atender a demanda da frota avaliada.

Vale salientar que, caso existam situações em que os VEs necessitem de mais de uma recarga por dia, define-se ECs rápidas para atender essa demanda. Para situações em que os VEs necessitem de recargas semanais e não diárias, define-se um dia da semana para realizar a recarga respeitando os níveis da carga da bateria de cada VE, conforme a necessidade da frota e assim sucessivamente até conseguir atender todas as recargas necessárias estabelecidas com base na distância percorrida e a capacidade da bateria do VE considerado na frota.

Através desta metodologia, obtém-se: o número de estações de carregamento necessárias para atender a frota elétrica; a potência necessária das ECs para atender a demanda de circulação da frota elétrica; quais veículos serão recarregados em cada EC e o horário definido para cada recarga de cada VE.

Dessa forma, define-se um perfil de recargas fixo, isto é, as recargas são estabelecidas em horários específicos de forma a não prejudicar as atividades diárias da frota da instituição avaliada. Essa mesma análise deve ser realizada para todos os dias úteis do mês, obtendo assim o perfil de recargas mensal e assim sucessivamente até obter o perfil de recargas anual.

## **4.2. Considerações finais do capítulo**

Neste capítulo se apresentou a metodologia desenvolvida para criação do perfil de recargas de veículos elétricos da substituição de uma frota a combustão por elétrica

em instituições públicas de ensino, demonstrando todas as etapas necessárias para o desenvolvimento do perfil de recargas. Com esses apontamentos, será possível obter uma melhor compreensão do desenvolvimento prático proposto neste estudo.

## 5. DESENVOLVIMENTO PRÁTICO

Neste capítulo apresentam-se as etapas de desenvolvimento da aplicação do estudo de caso, levando em consideração a metodologia estabelecida.

### 5.1. Cenários propostos

Para o desenvolvimento desse estudo serão considerados quatro cenários distintos e a partir disso, serão realizadas as análises, com o intuito de avaliar o impacto econômico com a substituição da frota, e escolher o cenário que trará o melhor resultado financeiro para a instituição. Nos quatro cenários estabelecidos é possível realizar uma avaliação técnica das propostas bem como, um comparativo entre as ECs gerenciáveis e as não gerenciáveis em cada cenário proposto.

No modo de carregamento com gerenciamento, as recargas serão definidas por um tempo médio de conexão dos VEs com a EC. No perfil de recargas definido para cada uma EC, serão considerados VEs com capacidade de baterias distintas, por exemplo: micro-ônibus com 162 kWh, Van com 50,3 kWh, caminhão com 96,77 kWh e caminhonete 67 kWh. Para estabelecer o tempo médio de conexão dos VEs com as ECs, considera-se o tempo de recargas de cada modelo que será inserido naquela EC, conforme pode-se observar na Equação 11.

$$TMEC_x = \frac{\sum_{x=1}^{x=n}(T_c VE_n)}{NTM_n} \quad (11)$$

Onde:

$TMEC_x$ : tempo médio de conexão dos VEs com a EC, em horas;

$x$ : potência das estações de recarga considerada;

$n$  : modelo dos VEs considerados;

$T_c VE$ : tempo de carregamento de cada modelo de VE conectados a EC considerada, em horas;

$NTM_n$ : número total de modelos de VE conectados a EC.

Desta forma, para definir o tempo médio para as recargas por EC, todos os VEs devem ser considerados, porém o tempo de recargas de cada um deles é distinto,

assim, se faz uma média com base no tempo de recarga de cada um dos VEs considerados na EC em análise. Este modo de carregamento permite os usuários terem maior flexibilidade para quando a carga é servida, pois, o tempo em que o VE fica conectado a EC é menor.

Já no modo não gerenciável, a recarga leva em consideração o tempo exato que cada VE leva para abastecer sua bateria, definido com base na potência da EC, na capacidade e estado da carga da bateria de cada VE. Assim, esse modo de recargas é considerado como recargas fixas.

Em ambos os modos de carregamento a cobrança referente às recargas é realizada com base no perfil tarifário adotado pela instituição. Assim, as recargas que exigem maior potência são direcionadas para os finais de semana quando possível e para os períodos de menor demanda de energia da instituição, durante o período da noite e madrugada e nos horários fora ponta, evitando-se ao máximo os horários de ponta onde o custo da tarifa de energia é maior. Dessa forma os gastos com abastecimento da frota elétrica na fatura de energia da instituição tendem a ser minimizados.

Para isso, apresentam-se as propostas para os cenários definidos para este estudo:

- 1º cenário - substituição parcial da frota atual de veículos a combustão por elétrica, levando em consideração o perfil de consumo anual e o SSFV de 100kW existente na instituição analisada
- 2º cenário - substituição total da frota atual de veículos a combustão por elétrica, levando em consideração o perfil de consumo anual e o SSFV de 100kW existente na instituição analisada
- 3º cenário – substituição parcial da frota atual de veículos a combustão por elétrica, inserindo junto ao SSFV existente de 100 kW um novo SSFV de 400kW e um banco de baterias;
- 4º cenário - substituição total da frota atual de veículos a combustão por uma frota elétrica, inserindo junto ao SSFV existente de 100 kW um novo SSFV de 400kW e um banco de baterias.

Dentro dos quatro cenários propostos serão realizadas as análises com gerenciamento e sem gerenciamento para cada um deles, então o 1º cenário será

avaliado com e sem gerenciamento e assim sucessivamente. Com isso, no total serão avaliados 8 cenários. Para os cenários de substituição total da frota, considera-se 100% da frota analisada e para os cenários de substituição parcial, considera-se 50% da frota total.

## **5.2. Software utilizado para simulações dos cenários propostos**

Para implementar a metodologia desenvolvida e atender os objetivos propostos nesse trabalho, a ferramenta computacional adotada foi o software *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER GRID)*, desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* que consiste em um modelo computacional desenvolvido para modelar sistemas híbridos de energia e avaliar várias possibilidades, combinando informações técnicas e de Engenharia Econômica. Ele executa cálculos complexos, comparando vários componentes e resultados de diferentes tecnologias a partir dos cenários elaborados, permitindo modelar e otimizar os custos com recargas de uma frota de VEs (HOMER, 2021).

Para realizar as simulações propostas neste estudo foi utilizada a versão mais recente do *Homer Grid*, lançada em janeiro de 2020. O acesso só é permitido através da obtenção da licença de assinatura paga e o mesmo é disponibilizado somente na língua inglesa. Essa nova versão, diferente das anteriores, permite inserir dados de uma frota de VEs e analisar os custos que o sistema de carregamento de VEs pode acarretar. Também permite dois modos de inserção de dados da frota elétrica para simulação, com e sem gerenciamento, isto é, analisa respectivamente as recargas flexíveis e fixas. O software permite modelar o perfil tarifário da instituição analisada, assim como, projetar para uma combinação ideal de armazenamento e geração a partir de fontes renováveis de energia conectados à rede elétrica.

O *Homer Grid*, além de simular a otimização dos cenários propostos, apresenta uma avaliação econômica de todo o sistema elétrico considerado, no qual é possível verificar a viabilidade da implementação dos cenários. Para análise financeira, baseia-se no custo presente líquido total, do inglês *Net Present Cost (NPC)*, para melhor representar o custo do ciclo de vida de um projeto e analisar qual é o sistema com melhor custo-benefício. O NPC total soma todos os custos que ocorrem dentro do tempo de vida do projeto em uma quantia fixa, considerando custos de capital,

substituição, manutenção, custos de compras com eletricidade, usando a taxa de desconto. Quanto menor o valor de NPC melhor é o investimento no projeto. O Valor Presente Líquido (VPL) ou *Present Worth* (R\$), indica viabilidade econômica do projeto quando apresentar valor maior que zero, se for inferior a zero é inviável e se for igual a zero o investimento se torna indiferente, isto é, não gera custos ou ganhos (HOMER, 2021).

### 5.3. Modelagem do perfil tarifário

Essa seção define a modelagem tarifária aplicada à instituição, baseando-se na fatura e no contrato de demanda de energia da instituição. A UC pertence ao grupo tarifário A, subgrupo A4, modalidade tarifaria azul que é atendida em média tensão em 13,8 kV, pela concessionária RGE SUL. Conforme disposto pela REN 414/2010 da ANEEL, essa estrutura possui parcelas de consumo e demanda que variam entre período de ponta e fora ponta. Na Figura 21 observa-se a estrutura tarifária.

Figura 21 - Estrutura do perfil tarifário azul



Fonte: Autor.

A demanda contratada da instituição no período ponta é 3000 kW e 5000 kW para o período fora ponta. Este consumidor possui um valor de Contribuição de Iluminação Pública (CIP) de R\$ 163,00. A cobrança da CIP é regulamentada pelo Art.149-A da Constituição Federal, segundo a Constituição a cobrança deve ser estabelecida nas leis municipais, esse custo está inserido na fatura de energia elétrica da instituição.

Os valores da modelagem tarifária azul aplicada a este estudo são regidos pela concessionária RGE SUL de acordo com o contrato de demanda de energia estabelecido entre a concessionária e a instituição. Conforme exposto na Tabela 2.

Tabela 2 - Valores da tarifa azul aplicados à instituição

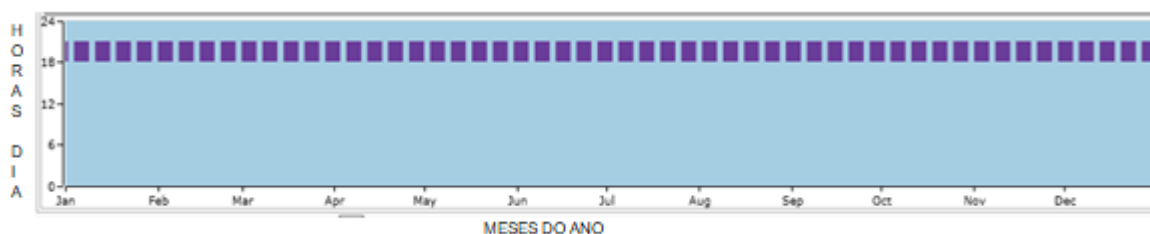
<b>Tarifa com tributos (R\$/kWh)</b>	
Fora Ponta	0,54 R\$/kWh
Ponta	0,80 R\$/kWh
<b>Demanda Contratada (R\$/kW)</b>	
Fora Ponta	32,26 R\$/kW
Ponta	48,2 R\$/kW

Fonte: Autor.

O horário de ponta é considerado das 18:00 às 21:00 horas e fora ponta o período complementar ao ponta. Os valores tarifários da demanda contratada é de 32,26 R\$/kW nos horários de fora ponta e 48,2 R\$/kW nos horários de ponta. Já o valor da tarifa com tributos é de 0,80 R\$/kWh no horário de ponta e 0,54 R\$/kWh no horário de fora ponta.

Com o uso da ferramenta *Tariff Builder* do *Homer Grid*, pode-se modelar a tarifa. Os valores acima mencionados são inseridos, definindo assim o perfil tarifário azul, aplicado a este estudo, conforme pode-se observar na Figura 22.

Figura 22 - Perfil de valores da tarifa azul



Fonte: Autor.

Conforme exposto, o período de ponta está destacado em roxo e o período fora ponta em azul. Na Tabela 3 podem ser observados os valores, fixo mensal referente à CIP e os custos fixos diários da demanda contratada, considerados para todos os cenários estabelecidos para a simulação.

Tabela 3 - Valores fixos de CIP e demanda contratada

<b>Valores fixados</b>	<b>Custo</b>
CIP	163 R\$/mês
Custo demanda contratada fora ponta	4.664,83 R\$/dia
Custo demanda contratada ponta	5.203,47 R\$/dia

Fonte: Autor.



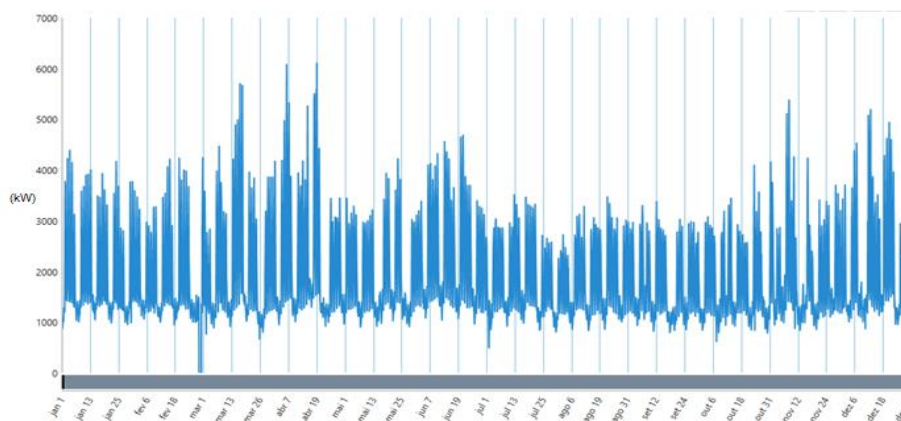
A demanda contratada considera valores fixos diários. Levando em consideração a demanda de energia contratada para período de ponta, valor mensal é de R\$ 144.609,78 e para o período fora ponta o valor é R\$ 161.310,75. Dessa forma, para chegar ao valor do custo diário de cada uma das demandas, considerou-se 31 dias como uma média de dias por mês, obtendo-se assim os valores do custo referente de cada período, ponta e fora ponta da demanda contratada por dia.

#### 5.4. Levantamento de dados da curva de carga

Para modelagem do sistema elétrico de qualquer UC é necessário conhecer sua curva de carga, que se baseia no levantamento da demanda de energia elétrica da instalação da instituição analisada neste estudo, caracterizando assim o perfil do consumidor.

Os dados da curva de carga considerados neste estudo, foram coletados junto à instituição analisada, através de medições reais realizadas de 15 em 15 minutos no período de um ano, definindo assim o perfil anual da curva de carga conforme pode-se observar nas Figura 23.

Figura 23 - Curva de carga anual



Fonte: Autor.

Com esses dados têm-se o conhecimento do comportamento resultante da curva de carga delimitada para o estudo, na Tabela 4 pode-se observar os dados da curva de carga da instituição avaliada.

Tabela 4 – Dados do perfil diário curva de carga

Dados da Carga	
Média (kWh/dia)	44.086, 34
Pico (kW)	6.115
Fator de Carga	0,3
Média (kW)	1.836,93

Fonte: Autor.

A demanda consiste em uma média de consumo diários de 44.086,34 kWh/dia e um pico de 6.115 kW.

### 5.5. Dados de radiação e temperatura para geração solar fotovoltaica

Para modelagem do SSFV foi utilizada a ferramenta *Resources* do *HOMER Grid* para obter as informações referente ao recurso solar, à temperatura e à radiação solar, que provêm da base de dados da NASA disponibilizada pelo software. Na Figura 24 pode ser observada a localização definida para as simulações deste estudo que apresenta as coordenadas -29.72151201236781, -53.718402889325965.

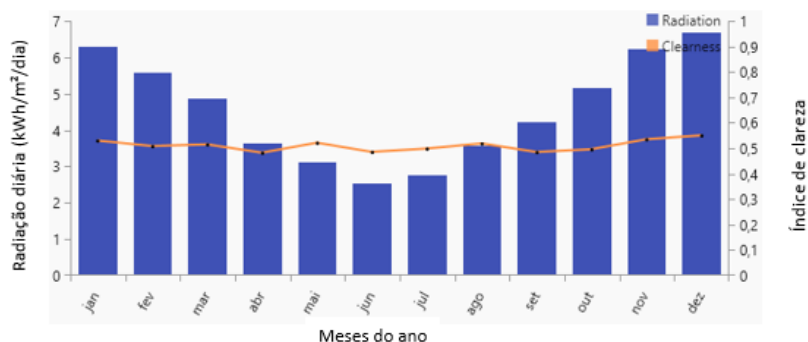
Figura 24 - Localização do ponto de estudo



Fonte: Autor.

Os índices de incidência média da radiação solar mensal ao longo do ano no local escolhido para análise do estudo podem ser observados na Figura 25.

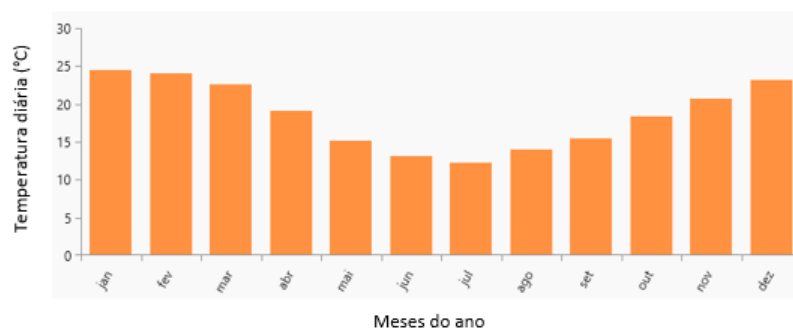
Figura 25 - Radiação solar média



Fonte: Ferramenta *Resources* do *HOMER Grid*

A mesma base de dados utilizada para obtenção de valores de radiação solar foi utilizada para obter os dados referente à incidência média da temperatura do local, conforme se pode visualizar na Figura 26.

Figura 26 - Dados de temperatura média



Fonte: Ferramenta *Resources* do *HOMER Grid*

Com base nos dados dos recursos naturais mencionados e devidamente mensurados, seguiu-se para a modelagem dos componentes que compõem o SSFV, considerando os cenários propostos. Foram apontados dois SSFV. Inicialmente foi considerado o SSFV já existente na instituição com potência instalada de 100 kW e num segundo momento foi acrescido ao sistema da instituição um novo SSFV com capacidade de 400 kW de potência, com o intuito de ampliar o sistema e assim poder realizar um comparativo entre os cenários propostos para estudo de caso.

## 5.6. SSFV de 100 kW existente

O SSFV existente na instituição possui capacidade instalada de 100 kW de potência e tem capacidade média anual de geração 139.354,41 kWh/ano, conforme

exposto no Anexo A. Os dados apresentados foram coletados junto ao Instituto de Redes Inteligentes (INRI) da instituição analisada.

Para as simulações considerou-se um sistema de geração com os mesmos padrões, representados pelos dados reais do sistema de geração solar fotovoltaica de 100 kW. O SSFV geração solar possui uma capacidade média anual de geração 139.354,41 kWh/ano e o sistema utilizado na simulação apresentou capacidade de geração de 142.595,00 kWh/ano. O sistema de geração considerado apresenta um acréscimo de 2,15% em relação ao sistema de geração real.

Para esse sistema não foi considerado capital de investimento e instalação, considerando o custo de R\$ 0,00, visto que o sistema já existe, então nessa situação não há necessidade considerar como investimento.

### 5.7. Modelagem SSFV de 400 kW proposto

Para análise de ampliação considerada nos cenários 3 e 4, estipulou-se um sistema de geração solar fotovoltaica com 400 kW de potência, com o intuito de ampliar as análises dos cenários propostos. Para este, considerou-se 1.213 módulos solares da *Canadian Solar* do modelo *Max Power CS6U-330P*, com células do tipo poli-cristalino e um inversor de 500 kW de potência, da *Schneider Electric* modelo *Solar Inverters USA GT500-MVX*, ambos pertencentes a biblioteca do software. Na Tabela 5 podem-se observar algumas informações técnicas do módulo solar considerado e na Tabela 6 observa-se as principais características técnicas do inversor escolhido.

Tabela 5 - Especificações para o módulo solar selecionado

<b>Canadian Solar Max Power CS6U-330P</b>	
Capacidade Nominal	0,330kW
Tempo de Vida	25 anos
Eficiência	16.97 %
Fator de Redução	88%

Fonte: Autor.

Tabela 6 - Especificações do inversor selecionado

<b>Schneider Electric Solar Inverters USA GT500-MVX</b>			
<b>Inversor</b>		<b>Retificador</b>	
Tempo de Vida	15 anos	Capacidade Relativa	100%
Eficiência	96%	Eficiência	100%

Fonte: Autor.

Nesse caso, o capital inicial de investimento e instalação adotado para o sistema é de R\$ 900,00 para cada módulo e de R\$ 400.000,00 para o inversor. Esses valores foram adotados considerando em uma média aproximada de valores do mercado e para as simulações não se levou em consideração os custos de manutenção.

### 5.8. Modelagem do banco de baterias

Para as análises de ampliação dos sistemas considerados nos cenários 3 e 4 definiu-se o modelo de baterias pertencente a biblioteca do software, que tem como objetivo realizar uma análise da viabilidade técnica e econômica da mesma. A bateria escolhida é de tecnologia de li-Ion NMC (*Nickel Manganese Cobalt Oxide*), modelo NEC DSS 85 kWh 185 kW. As principais informações técnicas dos componentes considerados podem ser observadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Especificações técnicas da bateria selecionada

<b>Bateria - NEC DSS</b>	
Tensão Nominal	720 V
Capacidade Nominal	85 kWh
Capacidade Máxima	118 Ah
Eficiência 96%	96%
Subtipo	NMC

Fonte: Autor.

Os valores do capital de investimento e instalação considerados foram de R\$ 133.245,00, esse valor foi adotado considerando os preços médios dispostos em (RENEWABLE; AGENCY, 2017) para as tecnologias de íons de lítio e subcategoria do tipo NMC e assim como nos demais componentes, os valores de manutenção foram desconsiderados.

### 5.9. Definição da frota elétrica

Para definir a frota elétrica é necessário conhecer a frota a combustão. Dessa forma, levantou-se os dados da frota a combustão os quais foram obtidos a partir do setor de transportes da instituição analisada. A frota total é composta por 143 veículos que atendem à demanda de circulação da instituição. Com o objetivo de substituir a frota a combustão por uma elétrica e atender a demanda atual da mesma, definiu-se a nova frota de VEs. Entre os VEs escolhidos para este estudo está o Nissan Leaf que é um VE que a instituição já possui e os demais escolhidos são comercializados no Brasil e foram selecionados com base nas informações da frota atual: modelos de veículos e quantidade. No Quadro 10 pode-se visualizar os VEs escolhidos, suas principais características e quantidade de VEs pertencentes à frota.

Quadro 10- Frota elétrica e suas principais características técnicas

<b>Modelo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Fabricante/Modelo</b>	<b>Autonomia (km)</b>	<b>Bateria (kWh)</b>
Ônibus	14	BYD - D9W-20.410	400	324
Micro-ônibus	6	BYD D7M 15.250	250	162
Van	10	BYD-eT3	300	50,3
Caminhão	13	JAC iEV1200T	200	96,77
Caminhonete	20	JAC iEV330P	320	67
Utilitários	24	Nissan Leaf	272	40
	20	JAC iEV 40	300	40
	20	Renault ZOE E-TECH	385	52
	16	Chevrolet Bolt	416	66

Fonte: Autor.

A frota a combustão da universidade possui diversos modelos e marcas de veículos, já para frota elétrica, as opções de VEs disponíveis no mercado ainda são bastante restritas, com isso, estipulou-se um modelo para os ônibus, um para os micro-ônibus, um para as vans, um para os caminhões, um para as caminhonetes e quatro modelos diferentes para os utilitários, conforme exposto no quadro 11.

Para a substituição da frota a combustão por elétrica os modelos escolhidos foram: ônibus elétrico da BYD; micro-ônibus da BYD; vans da BYD modelo BYD-eT3, caminhões da JAC modelo iEV1200T; caminhonetes da JAC modelo iEV330P e os utilitários escolhidos foram da Nissan Leaf, JAC iEV40, Renault Zoe E-TECH e Chevrolet Bolt.

Após definida a nova frota, segue-se para o levantamento de dados da distância percorrida pela frota a combustão, diariamente, e a partir do levantamento dessas informações, pode-se definir o perfil de recargas e número de estações de carregamento necessárias para atender a frota elétrica.

### **5.10. Desenvolvimento do perfil de recargas**

Para o desenvolvimento dos perfis de recargas (parcial e total), não foram consideradas recargas nos horários de ponta, devido a energia ser mais cara neste horário. Também se levou em consideração as 24 horas do dia, com o intuito de aproveitar ao máximo a disponibilidade das ECs e atender a frota.

Foram definidas algumas prioridades para as recargas. Para os ônibus e micro-ônibus, as recargas foram definidas conforme as características técnicas dos modelos considerados, tanto os ônibus, quanto os micro-ônibus, possuem dois pontos de conexão para recarga de 40 kW cada ponto, definiu-se o modelo de ECs da Weg *Wemob Parking* desenvolvido especialmente para uso compartilhado em estacionamentos públicos e privados, que é o caso da instituição avaliada. Esse modelo de EC possui dois conectores de 44 kW de potência que recarrega simultaneamente, atendendo assim os modelos escolhidos para a frota elétrica avaliada.

Para os demais modelos escolhidos, como: van; caminhão; caminhonete e utilitários, utilizou-se os modelos das ECs já existentes na instituição avaliada, que são: uma EC de 43 kW de potência em CA; uma EC de 22 kW de potência em CA; uma EC de 7,4 kW de potência em CA e uma EC de 50 kW de potência em CC. Sendo utilizadas para as recargas completas destes modelos as ECs em CA que realizam carregamento lento e semi-rápido e em CC para o carregamento rápido. Porém, vale salientar que devido as características técnicas dos modelos do ônibus e micro-ônibus os mesmos não podem carregar em CC, apenas em CA. Já para os demais modelos define-se que a primeira recarga do dia ou a recarga completa deve ser realizada no modo lento ou semi-rápido nas ECs em CA e somente a segunda ou demais recargas do dia deve ser realizada nas ECs rápido em CC, visando preservar a vida útil das baterias dos VEs.

Conforme mencionado na metodologia, para o desenvolvimento do perfil de recargas, buscou-se junto à instituição informações referentes às distâncias em quilômetros percorridos pela frota a combustão. Contudo as informações foram repassadas por grupo e não por veículos, desta forma, fez-se necessário obter o valor da distância percorrida por veículo. No Quadro 11 pode-se observar a distância percorrida pelos grupos no período semestral e diariamente por veículo.

Quadro 11 - Valores médios de quilômetros percorridos pela frota a combustão

Grupos	Total km rodados semestre	Total km rodados mês	Dias	Nº Total VEs grupo	Nº VEs	Veículos (modelos)	Total km rodados mês/VE	Total km rodados dia/VE
Coletivo	189.280	31.547	30	25	14	Ônibus	17.666	589
					6	Micro-ônibus	7.571	252
					5	Van	6.309	210
Carga	118.941	19.824	30	27	13	Caminhão	9.545	318
					10	Caminhonete	7.342	245
					4	Van	2.937	98
Pessoal	48.037	8.006	30	86	9	Caminhonete	936	31
					16	Utilitários	1.664	55
					20	Utilitários	2.080	69
					21	Utilitários	2.183	73
Especial	36.798	6.133	30	5	20	Utilitários	2.080	69
					1	Caminhonete	1.227	41
					1	Van	1.227	41
					3	Utilitários	3.680	123

Fonte: Autor.

Com base nas informações da distância semestral dos grupos, obtiveram-se os valores da distância mensal e por fim o valor da distância diária individual percorrida por veículo.

Para o desenvolvimento do perfil de recargas foram consideradas as características individuais de cada veículo escolhido conforme mencionado na definição da frota. Onde, a autonomia, a capacidade da bateria, a distância diária percorrida por veículo a combustão, o tempo necessário para recarga baseado na capacidade da bateria e na potência estabelecida para a EC e o número de recargas necessárias para cada veículo com base na distância percorrida diariamente, foram essenciais para o desenvolvimento do perfil de recargas.

Para definir o perfil de recargas da frota elétrica, utilizou-se a metodologia desenvolvida nos itens 4.1.1 e 4.1.2. Como foram estabelecidos cenários que consideram a substituição parcial e total da frota da instituição, identificou-se a



necessidade de desenvolver um perfil de recargas para a frota parcial e outro para a frota total.

Com o objetivo de melhor aproveitar as ECs estabelecidas, as recargas dos VEs que possuem maior autonomia e maior capacidade da bateria foram direcionadas para os horários da noite e madrugada, visando evitar um pico de consumo de energia nos horários de maior demanda, assim como, garantir as atividades da frota durante o dia. Porém, também foram estabelecidas recargas durante o dia, considerando que essas são de VEs que percorrem uma distância menor e têm disponibilidade de recarregar nesse período. Salienta-se também que em alguns horários do dia haverá carregadores disponíveis, pensando na necessidade de fazer ajustes e alterações nas recargas das frotas consideradas ou até mesmo serem utilizadas como postos de recargas para terceiros.

#### **5.10.1 Perfil de recargas para substituição parcial da frota**

Com base nas informações obtidas junto a instituição, foi possível definir o tempo de carregamento de cada VE, o número de recargas necessárias com base na distância percorrida dos VEs, a quantidade e a potência das ECs necessárias para atender a frota da instituição pública analisada. No Quadro 13, pode-se observar as informações obtidas a partir da aplicação da metodologia desenvolvida para recargas em CA e no Quadro 14, pode-se observar as informações obtidas para recargas rápidas em CC.

Lembrando que as recargas CA foram estabelecidas para a primeira recarga do dia, a todos os VEs e as recargas CC para a segunda recarga ou para atender as demais recargas do dia conforme a necessidade de cada VEs que compõem a frota, respeitando suas características e limitações individuais, com o intuito de agilizar as recargas durante o dia e assim os VEs poderem circular não atrapalhando o andamento das atividades da frota da instituição. Apenas os ônibus e micro-ônibus não podem realizar recargas em CC devido as limitações técnicas dos modelos escolhidos, neste caso os mesmos que necessitarem mais de uma recarga, farão as mesmas em ECs compatíveis as suas características técnicas.

Quadro 12 - Dados da substituição parcial da frota elétrica para recargas em CA

A	B	C	D	$C_{Bes}$	E	$P_{carreg.onboard}$	$E_{recarga\_CA}$	$T_{recar\_CA}$	$D_dVE_n$	$D_{dt}VE_n$	$NR_dVE_n$	F	$NEC_x$	$N_{TEC}$
Ônibus - BYD	1°	7	400	324	2x44	80	272,16	3,40	320	588,87	1,84	100	0,99	11,48
	2°						228,67	2,86	269			84	0,83	
Micro-ônibus - BYD	1°	3	250	162	2x44	80	136,08	1,70	200	252,37	1,26	100	0,21	
	2°						35,63	0,45	52			26	0,06	
Van - BYD	1°	5	300	50,3	7,40	7	41,90	5,99	238	349,09	1,47	100	1,25	
Caminhão - JAC	1°	6	200	96,77	7,40	6	59,95	9,99	118	318,15	2,70	100	2,50	
Caminhonete - JAC	1°	10	320	67	7,40	7,4	54,96	7,43	250	316,81	1,27	100	3,09	
Nissan Leaf	1°	12	272	40	7,40	6,6	33,60	5,09	218	217,00	1,00	100	2,55	

Fonte: Autor.

A: Modelo dos VEs considerados na frota parcial;  
 B: Quantidade de vezes que o VE é carregado durante o dia;  
 C: Número de VEs que compõem a frota parcial;  
 D: Autonomia dos VEs considerados (km);  
 $C_{Bes}$ : capacidade da bateria (kWh)  
 E: Potência das ECs (kW);

$P_{carreg.onboard}$ : potência limite de recarga CA do conversor onboard do VE (kW).  
 $E_{recarga\_CA}$ : Recarga em CA do VE (kWh);  
 $T_{recar\_CA}$ : Tempo estimado de recarga (h);  
 $D_dVE_n$ : Distância diária percorrida por VE considerado uma recarga da bateria (km);  
 $D_{dt}VE_n$ : Distância diária total percorrida por VE considerado;

$NR_dVE_n$ : Número de vezes que o veículo precisa carregar durante o dia;  
 F: Porcentagem da carga em km rodados (%);  
 $NEC_x$ : número de estações de carregamento por potência (kW), considerando as recargas durante 24 horas do dia;  
 $N_{TEC}$ : Número total de ECs para atender a frota parcial analisada.

Quadro 13 – Dados da substituição parcial da frota elétrica para recargas em CC

A1	B1	C1	D1	$C_{Bes}$	E1	$P_{CC\ carreg.}$	$E_{recarga\_CC}$	$T_{recar\_CC}$	$D_dVE_n$	$D_{dt}VE_n$	$NR_dVE_n$	F1	$NEC_x$	$N_TEC$
Van - BYD	1°	5	300	50,3	50,00	30,00	19,56	0,65	111,09	111,09	1,00	100	0,14	0,92
Caminhão - JAC	1°	6	200	96,77	50,00	40,00	61,01	1,53	120,09	200,15	1,67	100	0,38	
	2°						40,67	1,02	80,06			67	0,25	
Caminhonete - JAC	1°	10	320	67	50,00	40,00	14,69	0,37	66,81	66,81	1,00	100	0,15	

Fonte: Autor.

A1: Modelo dos VEs que recarregam em CC;

B1: Quantidade de vezes que o VE é carregado durante o dia;

C1: Número de VEs que compõem a frota parcial;

D1: Autonomia dos VEs considerados (km);

$C_{Bes}$ : capacidade da bateria (kWh)

E1: Potência das ECs (kW);

$P_{CC\ carreg.}$ : potência limite de recarga CC do BMS do VE (kW);

$E_{recarga\_CC}$ : Recarga em CC do VE (kWh);

$T_{recar\_CC}$ : Tempo estimado de recarga (h);

$D_dVE_n$ : Distância diária percorrida por VE considerado uma recarga da bateria (km);

$D_{dt}VE_n$ : Distância diária total percorrida por VE considerado;

$NR_dVE_n$ : Número de vezes que o veículo precisa carregar durante o dia;

F1: Porcentagem da carga em km rodados (%);

$NEC_x$ : número de estações de carregamento por potência (kW), considerando as recargas durante 24 horas do dia;

$N_TEC$ : Número total de ECs para atender a frota parcial analisada.

Nota-se que, os ônibus e micro-ônibus que necessitam de mais de uma recarga por dia, que são realizadas nas mesmas ECs em que fizeram a primeira recarga do dia, devido às limitações técnicas, conforme mencionado anteriormente. Já as vans, os caminhões e as caminhonetes, que necessitam ser recarregados mais de vez ao dia, são direcionadas para as ECs de carregamento rápido em CC de 50 kW de potência. Já para os utilitários do modelo da Nissan Leaf, uma recarga completa em CA durante o dia é suficiente para atender a demanda de circulação desses modelos.

Os modelos da JAC iEV40 e Renault Zoe e o Chevrolet Bolt não necessitam de recargas diárias, pois percorrem uma distância menor que a autonomia do VEs. Com base nestas informações, projetou-se uma escala mensal de recargas, distribuindo assim as recargas durante as semanas do mês. No Quadro 14, pode-se observar a frequência de recargas durante a semana com base na distância que cada um dos VEs percorrem diariamente.

Quadro 14 - Escala de recargas da frota parcial

A2	B2	C2	D2	E2	F2	G2	$C_{Bes}$	H2	$P_{carreg.onboard}$	$E_{recarga\_CA}$	$T_{recar\_CA}$	$D_dVE_n$	$NEC_x$	$N_{TEC}$
Chevrolet Bolt	1°	100	16,66	332,8	8	416	66	7,4	7,4	9,24	1,25	55,45	0,42	7,62
	2°	83,34								20,24	2,73		0,91	
	3°	66,67								31,23	4,22		1,41	
	4°	50,01								42,23	5,71		1,90	
	5°	33,35								53,23	7,19		2,40	
Renault Zoe	1°	100	22,51	308,0	10	385	52	22	22	7,23	0,33	69,32	0,14	7,62
	2°	77,49								19,52	0,89		0,37	
	3°	54,99								31,81	1,45		0,60	
	4°	32,48								44,09	2,00		0,84	
JAC iEV40	1°	100	28,88	240,0	10	300	40	7,4	6,6	9,70	1,47	69,32	0,61	7,62
	2°	71,12								21,26	3,22		1,34	
	3°	42,24								32,81	4,97		2,07	

Fonte: Autor.

A2: Modelo dos VEs considerados na escala da frota parcial;

B2: Dias referente as porcentagens de carga da bateria de cada VE;

C2: Porcentagem diária da carga por km rodados (%);

D2: Porcentagem da bateria referente aos km rodados por dia (%);

E2: Distância que o VE é capaz de percorrer com 80% carga da bateria (km);

F2: Número de VEs que compõem a frota;

G2: Autonomia da bateria (km);

$C_{Bes}$ : capacidade da bateria (kWh)

H2: Potência das ECs (kW);

$P_{carreg.onboard}$ : potência limite de recarga CA do conversor onboard do VE (kW).

$E_{recarga\_CA}$ : Recarga em CA do VE (kWh);

$T_{recar\_CA}$  : Tempo estimado de recarga (h);

$D_dVE_n$ : Distância diária percorrida por VE considerado uma recarga da bateria (km);

$NEC_x$ : número de estações de carregamento por potência (kW), considerando as recargas durante 24 horas do dia;

$N_TEC$  : Número total de ECs para atender a frota parcial analisada.

Ao analisar o quadro 14, nota-se que os modelos da Chevrolet Bolt têm capacidade de 33,35% de carga da bateria circulando por 5 dias da semana. Já os VEs da Renault Zoe têm 32,48% da capacidade da bateria no quarto dia e os VEs da JAC iEV40 tem 42,24% da capacidade da bateria no terceiro dia. Assim, é possível identificar qual é a porcentagem da carga da bateria no dia em que se realiza a recarga de cada um dos modelos. Também é importante salientar que o estado da carga da bateria não deve baixar de 20%, para preservar a vida útil da mesma, dessa forma, é considerada a distância que o VE é capaz de circular com 80% da capacidade da bateria.

Contudo, as recargas dos modelos considerados não são realizadas todas no mesmo dia, com o intuito de não sobrecarregar as ECs e garantir que enquanto alguns VEs recarregam, outros podem continuar circulando, sem afetar o andamento das atividades do setor de transportes da instituição. No Quadro 15, pode-se observar a escala de recargas mensal dos VEs considerados.

Quadro 15 - Escala mensal de recargas frota parcial

Dias mês			2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
VEs	Quant.	Dias																															
Bolt	8	5°	0	0	0	0	0	4	4	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	4	4	0	0
Zoe	10	3°	0	0	0	5	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	5	0	0	0	5	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0		
		4°	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	
JAC iEV40	10	2°	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	0	5	0	0	5	0	0	5	0	0	0		
		3°	0	0	0	5	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	5	0	0	0	5	0	0	0	0	0	5	0	0	0		

Fonte: Autor.

Para estabelecer a escala mensal dos VEs, levou-se em consideração os dias em que os mesmos realizam suas atividades, isto é, de segunda a sexta feira. Assim, a contagem dos dias foi durante o período que os mesmos circulam, porém, para as recargas, foram considerados todos os dias do mês sem exceções, conforme a distância percorrida pelos VEs.

Nota-se que a frota parcial da instituição possui 8 Bolts que recarregam a cada 5 dias, então, se estabeleceu que 4 recarregam no sábado e 4 no domingo, podendo assim, circular durante a semana, sem a necessidade de parar para recargas. Já os

modelos da Renault Zoe que são 10 VEs, 5 deles recarregam a cada 3 dias e os demais a cada 4 dias. E para os modelos da JAC, que são 10 VEs, se estabeleceu que 5 deles recarregam a cada dois dias e os demais a cada três dias. Com essas informações é possível definir o tempo de recarga conforme o percentual do estado da carga da bateria de cada um dos veículos, independentemente do dia em que o mesmo será recarregado.

Ressalta-se que inicialmente considerou-se que todos os VEs estavam com 100% da carga, desta forma, o primeiro dia de circulação que seria dia 2, os VEs circulam durante o dia até chegar ao nível de bateria que exige novas recargas, assim as recargas realizadas no dia 2 são após um dia de atividades do setor de transportes. Lembrando que nem todos os VEs necessitam de recargas diárias ou mais que uma recarga diária, conforme mencionado na escala de recargas, com base na distância percorrida pelos VEs que pertencem a frota da Instituição.

Observa-se que não foram consideradas recargas em horário de ponta, conforme estabelecido na metodologia proposta. No perfil de recargas podem ser observados os modelos dos VEs, o tempo de recarga, o número de VEs e o horário de recargas considerados em cada EC definida para a frota parcial no dia 2 de janeiro.

No Quadro 16 demonstram-se as definições do perfil de recargas do dia 2 do mês janeiro, segunda feira, para os carregadores de recarga rápida em CC de 50 kW de potência. Para as ECs de 50 kW em CC de carregamento rápido, conforme apresentado no Quadro 13, necessita-se de uma recarga diária para as vans, com duração de 1:00 hora cada, duas recargas para os caminhões, sendo uma recarga completa com duração de 1:30 min e a segunda com duração de 1:00 hora e uma recarga para as caminhonetes com duração de 00:30 min cada uma.

Também pode-se observar que são necessárias três ECs rápido em CC de 50 kW de potência para atender a demanda de circulação da frota parcial da instituição, formando assim o perfil de recargas diário das ECs de 50 kW de potência.

Quadro 16 - Perfil de recargas diário das ECs de 50 kW frota parcial dia 2

CARREGADORES 50 kW CC				
Qde carre.	C1	C2	C3	Total
	50 kW CC	50 kW CC	50 kW CC	
00:00				0
00:30				0
01:00				0
01:30				0
02:00				0
02:30				0
03:00				0
03:30				0
04:00				0
04:30				0
05:00				0
05:30				0
06:00				0
06:30				0
07:00				0
07:30				0
08:00				0
08:30		1	1	2
09:00	1			1
09:30				0
10:00	1	1	1	3
10:30				0
11:00	1	1	1	3
11:30		1	1	2
12:00	1	1	1	3
12:30		1		1
13:00	1	1		2
13:30	1	1	1	3
14:00	1			1
14:30		1	1	2
15:00	1			1
15:30		1		1
16:00	1		1	2
16:30				0
17:00				0
17:30				0
18:00				0
19:00				0
20:00				0
21:00				0
21:30				0
22:00				0
22:30				0
23:00				0
23:30				0

Fonte: Autor

Já as recargas lentas e semi-rápidas em CA que ocorrem na EC de 43 kW, podem ser observadas no Quadro 17.

Quadro 17 - Perfil de recargas diário da EC de 43 kW frota parcial dia 2

CARREGADORES 43 KW CA		
Qde carre.	C4	Total
	43 kW CA	
00:00		0
00:30		0
01:00		0
01:30		0
02:00		0
02:30		0
03:00		0
03:30		0
04:00		0
04:30		0
05:00		0
05:30		0
06:00		0
06:30		0
07:00		0
07:30		0
08:00		0
08:30		0
09:00		0
09:30		0
10:00		0
10:30		0
11:00		0
11:30		0
12:00		0
12:30		0
13:00		0
13:30		0
14:00		0
14:30		0
15:00		0
15:30		0
16:00		0
16:30		0
17:00		0
17:30		0
18:00		0
19:00		0
20:00		0
21:00	1	1
21:30		0
22:00		0
22:30		0
23:00		0
23:30		0

Fonte: Autor

Ao analisar o perfil da EC de 43 kW, percebe-se que possui apenas uma recarga, isso deve-se ao fato de que os VEs iniciaram o dia com suas cargas



completas e apenas durante a noite foram realizadas novas recargas, neste dia. Já no Quadro 18 pode-se visualizar quais VEs foram recarregados nas ECs de 88 kW de potência no dia 2.

Quadro 18 - Perfil de recargas diário das ECs de 88 kW frota parcial dia 2

Qde carre.	CARREGADORES 88 kW (2x44) CA						Total
	C5		C6		C7		
	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	
00:00							0
00:30							0
01:00							0
01:30							0
02:00							0
02:30							0
03:00							0
03:30							0
04:00							0
04:30							0
05:00							0
05:30							0
06:00							0
06:30							0
07:00							0
07:30							0
08:00	1		1		1		3
08:30							0
09:00							0
09:30							0
10:00							0
10:30							0
11:00	1		1		1		3
11:30							0
12:00							0
12:30							0
13:00							0
13:30							0
14:00	1		1		1		3
14:30			1				1
15:00							0
15:30							0
16:00							0
16:30							0
17:00							0
17:30							0
18:00							0
19:00							0
20:00							0
21:00	1		1		1		3
21:30							0
22:00							0
22:30							0
23:00	1		1		1		3
23:30							0

Fonte: Autor

Ao analisar o Quadro 18, nota-se que os ônibus e Micro-ônibus recarregam nestas ECs, devido às limitações técnicas, mencionadas na metodologia proposta.

No Quadro 19 pode-se visualizar quais VEs foram recarregados na EC de 22 kW de potência no dia 2.

Quadro 19 - Perfil de recargas diário da EC de 22 kW frota parcial dia 2

CARREGADOR 22 kW CA		
Qde carre.	C8	Total
00:00		0
00:30		0
01:00		0
01:30		0
02:00		0
02:30		0
03:00		0
03:30		0
04:00		0
04:30		0
05:00		0
05:30		0
06:00		0
06:30		0
07:00		0
07:30		0
08:00		0
08:30		0
09:00		0
09:30		0
10:00		0
10:30		0
11:00		0
11:30		0
12:00		0
12:30		0
13:00		0
13:30		0
14:00		0
14:30		0
15:00		0
15:30		0
16:00		0
16:30		0
17:00		0
17:30		0
18:00		0
19:00		0
20:00		0
21:00	1	1
21:30		0
22:00		0
22:30		0
23:00		0
23:30		0

Fonte: Autor

E as recargas que ocorrem nas ECs de 7,4 kW de potência, podem ser observadas no Quadro 20.

Quadro 20 - Perfil de recargas diário das ECs de 88 kW frota parcial dia 2

CARREGADORES 7,4 kW CA													
Qde carre.	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	Total
00:00													0
00:30													0
01:00													0
01:30													0
02:00													0
02:30													0
03:00													0
03:30													0
04:00													0
04:30													0
05:00													0
05:30													0
06:00													0
06:30													0
07:00													0
07:30													0
08:00													0
08:30													0
09:00													0
09:30													0
10:00													0
10:30													0
11:00													0
11:30													0
12:00													0
12:30													0
13:00													0
13:30													0
14:00													0
14:30													0
15:00													0
15:30													0
16:00													0
16:30													0
17:00													0
17:30													0
18:00													0
19:00													0
20:00													0
21:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
21:30													0
22:00													0
22:30													0
23:00													0
23:30													0

Fonte: Autor

As recargas que iniciaram as 21:00 horas das ECs de 7,4 kW, são dos VEs da Nissan (verde), caminhão (azul marinho) e caminhonete (azul claro) da JAC, cada um tem um tempo distinto de recarga e continuam conectados nas ECs até recarregar 100% da carga dos mesmos, no dia seguinte. Por Exemplo, o Nissan necessita de 5:05 min para chegar a 100% carga, se ele conecta a EC as 21:00 ele concluirá sua recarga no dia seguinte as 02:05 da madrugada. Com o objetivo de apresentar melhor os horários de carregamento no perfil de recargas, para este caso se estabeleceu o tempo de 05:00 horas de recarga. Essa mesma análise em relação as recargas foi adotada para os demais VEs e ECs, por exemplo, para as recargas rápidas das vans é necessário 39:00 min para atender a demanda de circulação, porém, considerou-se 1:00 hora conectada a EC de 50 kW. Nos Quadros 11 e 12 estão expostos o tempo exato de cada VEs considerado em sua respectiva ECs.

O perfil de recargas de todas as ECs mencionadas, dos demais dias do mês estão expostos no Apêndice A e a partir do perfil diário tem-se então o perfil mensal conforme exposto no Apêndice B.

Ao analisar as recargas que ocorrem nas ECs rápido em CC de 50 kW, podem ser observados os modelos dos VEs, o tempo de recarga, o número de VEs e o horário de recargas considerados em cada EC definida para a frota parcial no dia 2 de janeiro. Na Tabela 8, pode-se observar quais são os VEs que são recarregados nas ECs de 50 kW de potência em CC, isto é, para as recargas rápidas, neste dia.

Tabela 8 - Dados dos VEs recarregados nas ECs de 50 kW em CC

<b>Tipo de VE</b>	<b>Nº entrada VEs</b>	<b>Cor</b>	<b>Tempo Recarga (h)</b>
Vans - BYD	5		0,65
Caminhão JAC iEV 1200T – 1º recarga dia	6		1,53
Caminhão JAC iEV 1200T – 2º recarga dia	6		1,02
Caminhonete - JAC iEV330P	10		0,37

Fonte: Autor.

Da mesma forma conforme exposto na Tabela 8, as demais ECs possuem o número de VEs que se conectam as mesmas para recarregar identificado por cor para facilitar o entendimento e o tempo de recarga que cada VE fica conectado a EC. O tempo varia conforme a porcentagem de carga do VE, a limitação do conversor on-board, e a potência da EC em que o VE foi conectado, assim como, conforme o coeficiente de dirigibilidade, isto é, o modo em que o motorista dirige, com ar

condicionado ligado ou desligado, com carga ou sem carga. Também varia conforme o terreno em que o VE circula, se possui estradas íngremes ou apenas trechos mais planos. Dessa forma, para esse estudo considerou-se um coeficiente de dirigibilidade de 5%.

Com base na distância percorrida e nas características técnicas de cada VEs considerado na frota parcial, obteve-se a frequência de recargas dos VEs e a partir dessas informações e do número de VEs que compõem a frota parcial se estabeleceu a potência e o número de ECs necessárias para atender a frota. Após definiu-se os horários das recargas para os VEs considerados na frota, obedecendo as prioridades mencionadas na metodologia, criando-se assim o perfil de recargas diário da frota parcial.

Para atender a demanda de circulação da substituição parcial da frota, identificou-se a necessidade de 3 ECs de carregamento rápido em CC de 50 kW de potência, já existente na instituição, 1 EC de carregamento semi-rápido em CA de 43 kW de potência, 1 EC semi-rápido em CA de 22 kW de potência, ambas também já existentes na instituição, 3 ECs semi-rápido em CA de 88 kW de potência, sendo que estas possuem dois pontos de conexão de 44 kW de potência em cada um e 12 ECs lento em CA de 7,4 kW de potência, sendo uma delas já existente na instituição, totalizando 20 estações de carregamento. Desta forma, cada EC possui um perfil diário conforme exposto Apêndice A e a partir do perfil diário tem-se então o perfil mensal conforme exposto no Apêndice B.

### **5.10.2 Perfil de recargas para substituição total da frota**

Para o desenvolvimento do perfil de recargas da frota total, utilizou-se a mesma metodologia aplicada no perfil de recargas da frota parcial apresentada no item 5.10.1, no entanto, considerando-se a frota total de VEs. No Quadro 21, pode-se observar as informações obtidas a partir da metodologia desenvolvida para as recargas em CA e no Quadro 22 pode-se observar as informações obtidas para as recargas em CC.

Quadro 21 - Dados da substituição total da frota elétrica para recargas em CA

A	B	C	D	$C_{Bes}$	E	$P_{carreg.onboard}$	$E_{recarga\_CA}$	$T_{recar\_CA}$	$D_dVE_n$	$D_{dt}VE_n$	$NR_dVE_n$	F	$NEC_x$	$N_{T}EC$
Ônibus - BYD	1°	7	400	324	2x44	80,00	272,16	3,40	320	588,87	1,84	100	0,99	22,96
	2°						228,67	2,86	269			84	0,83	
Micro-ônibus - BYD	1°	3	250	162	2x44	80,00	136,08	1,70	200	252,37	1,26	100	0,21	
	2°						35,63	0,45	52			26	0,06	
Van - BYD	1°	5	300	50,3	7,40	7,00	41,90	5,99	238	349,09	1,47	100	1,25	
Caminhão - JAC	1°	6	200	96,77	7,40	6,00	59,95	9,99	118	318,15	2,70	100	2,50	
Caminhonete - JAC	1°	10	320	67	7,40	7,40	54,96	7,43	250	316,81	1,27	100	3,09	
Nissan Leaf	1°	12	272	40	7,40	6,60	33,60	5,09	218	217,00	1,00	100	2,55	

Fonte: Autor.

A: Modelo dos VEs considerados na frota parcial;  
 B: Quantidade de vezes que o VE é carregado durante o dia;  
 C: Número de VEs que compõem a frota parcial;  
 D: Autonomia dos VEs considerados (km);  
 $C_{Bes}$ : capacidade da bateria (kWh)  
 E: Potência das ECs (kW);

$P_{carreg.onboard}$ : potência limite de recarga CA do conversor onboard do VE (kW).  
 $E_{recarga\_CA}$ : Recarga em CA do VE (kWh);  
 $T_{recar\_CA}$ : Tempo estimado de recarga (h);  
 $D_dVE_n$ : Distância diária percorrida por VE considerado uma recarga da bateria (km);  
 $D_{dt}VE_n$ : Distância diária total percorrida por VE considerado;

$NR_dVE_n$ : Número de vezes que o veículo precisa carregar durante o dia;  
 F: Porcentagem da carga em km rodados (%);  
 $NEC_x$ : número de estações de carregamento por potência (kW), considerando as recargas durante 24 horas do dia;  
 $N_{T}EC$ : Número total de ECs para atender a frota parcial analisada.

Quadro 22 - Dados da substituição total da frota elétrica para recargas em CC

A1	B1	C1	D1	$C_{Bes}$	E1	$P_{CC\ carreg.}$	$E_{recarga\_CC}$	$T_{recar\_CC}$	$D_dVE_n$	$D_{dt}VE_n$	$NR_dVE_n$	F1	$NEC_x$	$N_{TEC}$
Van - BYD	1°	10	300	50,3	50,00	30,00	19,56	0,65	111,09	111,09	1,00	100	0,27	1,85
Caminhão - JAC	1°	12	200	96,77	50,00	40,00	61,01	1,53	120,09	200,15	1,67	100	0,76	
	2°						40,67	1,02	80,06			67	0,51	
Caminhonete - JAC	1°	20	320	67	50,00	40,00	14,69	0,37	66,81	66,81	1,00	100	0,31	

Fonte: Autor.

A1: Modelo dos VEs que recarregam em CC;

B1: Quantidade de vezes que o VE é carregado durante o dia;

C1: Número de VEs que compõem a frota parcial;

D1: Autonomia dos VEs considerados (km);

$C_{Bes}$ : capacidade da bateria (kWh)

E1: Potência das ECs (kW);

$P_{CC\ carreg.}$ : potência limite de recarga CC do BMS do VE (kW);

$E_{recarga\_CC}$ : Recarga em CC do VE (kWh);

$T_{recar\_CC}$ : Tempo estimado de recarga (h);

$D_dVE_n$ : Distância diária percorrida por VE considerado uma recarga da bateria (km);

$D_{dt}VE_n$ : Distância diária total percorrida por VE considerado;

$NR_dVE_n$ : Número de vezes que o veículo precisa carregar durante o dia;

F1: Porcentagem da carga em km rodados (%);

$NEC_x$ : número de estações de carregamento por potência (kW), considerando as recargas durante 24 horas do dia;

$N_{TEC}$ : Número total de ECs para atender a frota parcial analisada..

Assim como na frota parcial, os ônibus e micro-ônibus que necessitam de mais de uma recarga por dia, que são realizadas nas mesmas ECs em que fizeram a primeira recarga do dia, devido as limitações técnicas, conforme mencionado anteriormente. Já as vans, os caminhões e as caminhonetes, que necessitam ser recarregados mais de vez ao dia, são direcionadas para as ECs de carregamento rápido em CC de 50 kW de potência. Já para os utilitários do modelo da Nissan Leaf, uma recarga completa em CA durante o dia é suficiente para atender a demanda de circulação desses modelos.

Os modelos da JAC iEV40 e Renault Zoe e o Chevrolet Bolt não necessitam de recargas diárias, pois percorrem uma distância menor que a autonomia do VEs. Com base nestas informações, projetou-se uma escala mensal de recargas, distribuindo assim as recargas durante as semanas do mês. No Quadro 23, pode-se observar a frequência de recargas durante a semana com base na distância que cada um dos VEs percorrem diariamente.

Quadro 23 - Escala de recargas da frota parcial

A2	B2	C2	D2	E2	F2	G2	$C_{Bes}$	$P_{carreg.onboard}$	$E_{recarga\_CA}$	$T_{recar\_CA}$	$D_dVE_n$	$NEC_x$	$N_TEC$
Chevrolet Bolt	1°	100,00	16,66	332,8	16	416,00	66,00	7,40	9,24	1,25	55,45	0,83	15,24
	2°	83,34							20,24	2,73		1,82	
	3°	66,67							31,23	4,22		2,81	
	4°	50,01							42,23	5,71		3,80	
	5°	33,35							53,23	7,19		4,80	
Renault Zoe	1°	100	22,51	308,0	20	385,00	52,00	22,00	7,23	0,33	69,32	0,27	15,24
	2°	77,49							19,52	0,89		0,74	
	3°	54,99							31,81	1,45		1,20	
	4°	32,48							44,09	2,00		1,67	
JAC iEV40	1°	100	28,88	240,0	20	300,00	40,00	6,60	9,70	1,47	69,32	1,23	15,24
	2°	71,12							21,26	3,22		2,68	
	3°	42,24							32,81	4,97		4,14	

Fonte: Autor.

A2: Modelo dos VEs considerados na escala da frota parcial;

B2: Dias referente as porcentagens de carga da bateria de cada VE;

C2: Porcentagem diária da carga por km rodados (%);

D2: Porcentagem da bateria referente aos km rodados por dia (%);

E2: Distância que o VE é capaz de percorrer com 80% carga da bateria (km);

F2: Número de VEs que compõem a frota;

G2: Autonomia da bateria (km);



$C_{Bes}$ : capacidade da bateria (kWh)

H2: Potência das ECs (kW);

$P_{carreg.onboard}$ : potência limite de recarga CA do conversor onboard do VE (kW).

$E_{recarga\_CA}$ : Recarga em CA do VE (kWh);

$T_{recar\_CA}$ : Tempo estimado de recarga (h);

$D_dVE_n$ : Distância diária percorrida por VE considerado uma recarga da bateria (km);

$NEC_x$ : número de estações de carregamento por potência (kW), considerando as recargas durante 24 horas do dia;

$N_{TEC}$ : Número total de ECs para atender a frota parcial analisada.

Ao analisar o Quadro 23, nota-se que os modelos da Chevrolet Bolt têm capacidade de 33,35% de carga da bateria circulando por 5 dias da semana. Já os VEs da Renault Zoe têm 32,48% da capacidade da bateria no quarto dia e os VEs da JAC iEV40 tem 42,24% da capacidade da bateria no terceiro dia. Assim, é possível identificar qual é a porcentagem da carga da bateria no dia em que se realiza a recarga de cada um dos modelos. Também é importante salientar que o estado da carga da bateria não deve baixar de 20%, para preservar a vida útil da mesma, dessa forma, é considerada a distância que o VE é capaz de circular com 80% da capacidade da bateria. Contudo, as recargas dos modelos considerados não são realizadas todas no mesmo dia, com o intuito de não sobrecarregar as ECs e garantir que enquanto alguns VEs recarregam, outros podem continuar circulando, sem afetar o andamento das atividades do setor de transportes da instituição. No Quadro 24, pode-se observar a escala de recargas mensal dos VEs considerados

Quadro 24 - Escala mensal de recargas frota total

Dias mês			2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
VEs	Quant.	Dias																															
Bolt	16	5°	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	16	0	0
Zoe	20	2°	0	0	6	0	0	0	0	6	0	0	6	0	0	0	0	6	0	0	6	0	0	0	0	6	0	0	0	6	0	0	
		3°	0	0	0	6	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	6	0	0	0	6	0	0	0	0	6	0	0	0	6	0	0
		4°	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0
JAC iEV40	20	2°	0	0	10	0	0	0	10	0	0	10	0	0	0	10	0	0	10	0	0	0	10	0	0	10	0	0	0	10	0	0	
		3°	0	0	0	10	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	0	0	0	10	0	0	0	10	0	0

Fonte: Autor.

Para estabelecer a escala mensal dos VEs, levou-se em consideração os dias em que os mesmos realizam suas atividades, isto é, de segunda a sexta feira. Assim, a contagem dos dias foi durante o período que os mesmos circulam, porém, para as

recargas, foram considerados todos os dias do mês sem exceções, conforme a distância percorrida pelos VEs.

Nota-se que a frota total da instituição possui 16 Bolts que recarregam a cada 5 dias, então, se estabeleceu que todos recarregam no domingo, podendo assim, circular durante a semana, sem a necessidade de parar para recargas. Já os modelos da Renault Zoe que são 20 VEs, 6 deles recarregam a cada 2 dias, 6 a cada 3 dias e 8 a cada 4 dias. E para os modelos da JAC, que são 20 VEs, se estabeleceu que 10 deles recarregam a cada dois dias e os demais a cada três dias. Com essas informações é possível definir o tempo de recarga conforme o percentual do estado da carga da bateria de cada um dos veículos, independentemente do dia em que o mesmo será recarregado.

Ressalta-se que inicialmente considerou-se que todos os VEs estavam com 100% da carga, desta forma, o primeiro dia de circulação que seria dia 2, os VEs circulam durante o dia até chegar ao nível de bateria que exige novas recargas, assim as recargas realizadas no dia 2 são após um dia de atividades do setor de transportes. Lembrando que nem todos os VEs necessitam de recargas diárias ou mais que uma recarga diária, conforme mencionado na escala de recargas, com base na distância percorrida pelos VEs que pertencem a frota da Instituição.

Assim como na frota parcial, não foram consideradas recargas em horário de ponta, conforme estabelecido na metodologia proposta. No perfil de recargas podem ser observados os modelos dos VEs, o tempo de recarga, o número de VEs e o horário de recargas considerados em cada EC definida para a frota parcial no dia 2 de janeiro.

No Quadro 25 demonstram-se as definições do perfil de recargas do dia 2 do mês janeiro, segunda feira, para os carregadores de recarga rápida em CC de 50 kW de potência. Para as ECs de 50 kW em CC, de carregamento rápido, conforme apresentado no Quadro 22, necessita-se de uma recarga diária para as 10 vans, com duração de 1:00 hora cada, duas recargas para os 12 caminhões, sendo uma recarga completa com duração de 1:30 min e a segunda com duração de 1:00 hora e uma recarga para as 20 caminhonetes com duração de 00:30 min cada uma.

Também pode-se observar que são necessárias sete ECs rápido em CC de 50 kW de potência para atender a demanda de circulação da frota total da instituição, formando assim o perfil de recargas diário das ECs de 50 kW de potência.

Quadro 25 - Perfil de recargas diário das ECs de 50 kW frota total dia 2

CARREGADORES 50 kW CC								
Qde carre.	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	Total
Horas	50 kW	50 kW	50 kW	50 kW	50 kW	50 kW	50 kW	
00:00								0
00:30								0
01:00								0
01:30								0
02:00								0
02:30								0
03:00								0
03:30								0
04:00								0
04:30								0
05:00								0
05:30								0
06:00								0
06:30								0
07:00								0
07:30								0
08:00								0
08:30		1	1	1	1			4
09:00	1			1			1	2
09:30				1		1		2
10:00	1	1	1		1	1	1	6
10:30								0
11:00	1	1	1	1	1	1		6
11:30		1	1				1	3
12:00	1	1	1	1	1	1		6
12:30		1		1			1	2
13:00	1	1		1				3
13:30	1	1	1	1	1	1	1	7
14:00	1			1	1	1	1	5
14:30		1	1	1	1	1	1	6
15:00	1				1			2
15:30								0
16:00								0
16:30								0
17:00								0
17:30								0
18:00								0
19:00								0
20:00								0
21:00								0
21:30								0
22:00								0
22:30								0
23:00								0
23:30								0

Fonte: Autor.

Já as recargas lentas e semi-rápidas em CA que ocorrem na EC de 43 kW, podem ser observadas no Quadro 26.

Quadro 26 - Perfil de recargas diário da EC de 43 kW frota total dia 2

CARREGADOR 43 kW CA		
Qde carre.	C8	Total
Horas	43 kW	
00:00		0
00:30		0
01:00		0
01:30		0
02:00		0
02:30		0
03:00		0
03:30		0
04:00		0
04:30		0
05:00		0
05:30		0
06:00		0
06:30		0
07:00		0
07:30		0
08:00		0
08:30		0
09:00		0
09:30		0
10:00		0
10:30		0
11:00		0
11:30		0
12:00		0
12:30		0
13:00		0
13:30		0
14:00		0
14:30		0
15:00		0
15:30		0
16:00		0
16:30		0
17:00		0
17:30		0
18:00		0
19:00		0
20:00		0
21:00	1	1
21:30		0
22:00		0
22:30		0
23:00		0
23:30		0

Fonte: Autor.

Assim como na frota parcial, a EC de 43 kW possui apenas uma recarga no dia 2, isso se deve ao fato de que os VEs iniciaram o dia com suas cargas completas e

apenas durante a noite foram realizadas novas recargas nesta EC. Já no Quadro 27 pode-se visualizar quais VEs foram recarregados nas ECs de 88 kW de potência.

Quadro 27 - Perfil de recargas diário das ECs de 88 kW frota total dia 2

CARREGADORES 88 kW (2x44) CA													
Qde carre.	C9		C10		C11		C12		C13		C14		Total
Horas	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	1X44 kW	
00:00													0
00:30													0
01:00													0
01:30													0
02:00													0
02:30													0
03:00													0
03:30													0
04:00													0
04:30													0
05:00													0
05:30													0
06:00													0
06:30													0
07:00	1		1										2
07:30													0
08:00													0
08:30													0
09:00													0
09:30													0
10:00	1		1		1		1		1		1		6
10:30													0
11:00													0
11:30													0
12:00													0
12:30													0
13:00	1		1		1		1		1		1		6
13:30					1		1		1		1		4
14:00					1		1						2
14:30													0
15:00													0
15:30													0
16:00													0
16:30													0
17:00													0
17:30													0
18:00													0
19:00													0
20:00													0
21:00	1		1		1		1		1		1		6
21:30													0
22:00													0
22:30													0
23:00	1		1		1		1		1		1		6
23:30													0

Fonte: Autor.

Ao analisar o Quadro 27, nota-se que os ônibus e Micro-ônibus recarregam nestas ECs, devido às limitações técnicas dos modelos escolhidos, mencionadas na metodologia proposta. Já, no Quadro 28 pode-se visualizar quais VEs foram recarregados na EC de 22 kW de potência no dia 2.

Quadro 28 - Perfil de recargas diário da EC de 22 kW frota total dia 2

CARREGADOR 22 kW CA		
Qde carre.	C15	Total
Horas		
00:00		0
00:30		0
01:00		0
01:30		0
02:00		0
02:30		0
03:00		0
03:30		0
04:00		0
04:30		0
05:00		0
05:30		0
06:00		0
06:30		0
07:00		0
07:30		0
08:00		0
08:30		0
09:00		0
09:30		0
10:00		0
10:30		0
11:00		0
11:30		0
12:00		0
12:30		0
13:00		0
13:30		0
14:00		0
14:30		0
15:00		0
15:30		0
16:00		0
16:30		0
17:00		0
17:30		0
18:00		0
19:00		0
20:00		0
21:00	1	1
21:30		0
22:00		0
22:30		0
23:00		0
23:30		0

Fonte: Autor.

E por fim, as recargas que ocorrem nas ECs de 7,4 kW de potência, podem ser observadas no Quadro 29.

Quadro 29 - Perfil de recargas diário das ECs de 88 kW frota total dia 2

CARREGADORES 7,4 kW CA																											
Qde carre. Horas	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26	C27	C28	C29	C30	C31	C32	C33	C34	C35	C36	C37	C38	C39	C40	Total	
00:00																										0	
00:30																											0
01:00																											0
01:30																											0
02:00																											0
02:30																											0
03:00																											0
03:30																											0
04:00																											0
04:30																											0
05:00																											0
05:30																											0
06:00																											0
06:30																											0
07:00																											0
07:30																											0
08:00																											0
08:30																											0
09:00																											0
09:30																											0
10:00																											0
10:30																											0
11:00																											0
11:30																											0
12:00																											0
12:30																											0
13:00																											0
13:30																											0
14:00																											0
14:30																											0
15:00																											0
15:30																											0
16:00																											0
16:30																											0
17:00																											0
17:30																											0
18:00																											0
19:00																											0
20:00																											0
21:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	25
21:30																											0
22:00																											0
22:30																											0
23:00																											0
23:30																											0

Fonte: Autor.

Ao observar o Quadro 29, nota-se que as recargas que iniciaram as 21:00 horas nas ECs de 7,4 kW, são dos VEs da Nissan (verde), caminhão (azul marinho), caminhonete (azul claro) e van (rosa), cada um tem um tempo distinto de recarga e continuam conectados nas ECs até recarregar 100% da carga dos mesmos, no dia seguinte. Por Exemplo, o Nissan necessita de 5:05 min para chegar a 100% carga, se ele conecta a EC as 21:00 ele concluirá sua recarga no dia seguinte (dia 3) as 02:05 da madrugada. Com o objetivo de apresentar melhor os horários de carregamento no perfil de recargas, para este caso se estabeleceu o tempo de 05:00 horas de recarga. Essa mesma análise em relação as recargas foi adotada para os demais VEs e ECs, por exemplo, para as recargas rápidas das vans é necessário 39:00 min para atender a demanda de circulação, porém, considerou-se 1:00 hora conectada a EC de 50 kW. Nos Quadros 11 e 12 estão expostos o tempo exato de cada VEs considerado em sua respectiva ECs.

Ao analisar as recargas que ocorrem nas ECs de 88 kW, podem ser observados os modelos dos VEs, o tempo de recarga, o número de VEs e o horário de recargas considerados em cada EC definida para a frota parcial no dia 2 de janeiro. Na Tabela 9, pode-se observar quais são os VEs que são recarregados nas ECs de 88 kW de potência, neste dia.

Tabela 9 - Dados dos VEs recarregados nas ECs de 88 kW em CA

<b>Tipo de VE</b>	<b>Nº VEs</b>	<b>Cor</b>	<b>Tempo Recarga (h)</b>
Ônibus – BYD 2º recarga	14		02:51
Micro-ônibus - BYD2º recarga	6		00:26
Ônibus – BYD 1º recarga	6		03:24
Micro-ônibus - BYD2º recarga	6		01:42

Fonte: Autor.

No dia 2, nota-se que 14 ônibus fazem a segunda recarga do dia, levando 02:51 min, para esse caso, no perfil de recargas considerou-se 03:00 horas e 6 micro-ônibus também fazem a segunda recarga do dia, levando 00:26 min, para esse caso, considerou-se 00:30 min no perfil de recargas. Ainda nesse mesmo dia, no período da noite realizou-se 1 recarga completa nos 6 micro-ônibus da BYD com duração de 01:42 min, sendo considerado no perfil de recargas 02:00 horas e também teve início às 23:00 horas, as recargas completas de 6 ônibus da BYD, com fim as 02:30 min da



madrugada do dia 03, totalizando 03:24 min de duração cada recarga realizada, sendo considerado no perfil de recargas 03:30 min.

Da mesma forma conforme exposto na Tabela 9, o perfil de recargas das demais ECs possuem o número de VEs que se conectam as mesmas para recarregar identificado por cor para facilitar o entendimento e o tempo de recarga que cada VE fica conectado a EC. O tempo varia conforme a porcentagem de carga do VE, a limitação do conversor on-board em recargas realizadas em CA, ou potência limite de recarga CC do BMS do VE, e a potência da EC em que o VE foi conectado, assim como, conforme o coeficiente de dirigibilidade, isto é, o modo em que o motorista dirige, com ar condicionado ligado ou desligado, com carga ou sem carga. Também varia conforme o terreno em que o VE circula, se possui estradas íngremes ou apenas trechos mais planos. Dessa forma, para esse estudo considerou-se um coeficiente de dirigibilidade de 5%.

Com base na distância percorrida e nas características técnicas de cada VEs considerado na frota parcial, obteve-se a frequência de recargas dos VEs e a partir dessas informações e do número de VEs que compõem a frota total se estabeleceu a potência e o número de ECs necessárias para atender a frota. Após definiu-se os horários das recargas para os VEs considerados na frota, obedecendo as prioridades mencionadas na metodologia, criando-se assim o perfil de recargas diário da frota total.

Ao desenvolver o perfil de recargas da frota total de VEs da instituição analisada, identificou-se a necessidade de 7 ECs de carregamento rápido em CC de 50 kW de potência, uma já existente na instituição, 1 EC de carregamento semi-rápido em CA de 43 kW de potência, 1 EC semi-rápido em CA de 22 kW de potência, ambas também já existentes na instituição, 6 ECs semi-rápido em CA de 88 kW de potência, sendo que estas possuem dois pontos de conexão de 44 kW de potência em cada um e 25 ECs lento em CA de 7,4 kW de potência, sendo uma delas já existente na instituição, totalizando 40 estações de carregamento. Desta forma, cada EC possui um perfil diário da substituição total da frota, conforme exposto Apêndice C e a partir do perfil diário tem-se então o perfil mensal conforme exposto no Apêndice D.

## 5.11. Aplicação dos dados ao Homer Grid

Nesta seção, apresentam-se os dados inseridos ao *Homer Grid* considerando os perfis de recargas estabelecidos para frota parcial e total conforme os cenários propostos, levando em consideração a inserção de dados sob dois modos de recargas, com e sem gerenciamento. Conforme mencionado nos cenários propostos.

### 5.11.1 Frota parcial sob o modo sem gerenciamento

Conforme mencionado, a partir do desenvolvimento do perfil de recargas apresentam-se os dados inseridos ao *Homer Grid*. Considerando o cenário 1, que propõe a substituição parcial da frota e leva em consideração sistema de geração própria da instituição avaliada de 100 kW. Inicialmente insere-se os dados da potência da EC em kW e o número de ECs com possuem a mesma potência. Na Tabela 10 pode-se observar os dados inseridos ao software, referente as ECs de 50 kW.

Tabela 10 - Entrada de dados das ECs de 50 kW - frota parcial

<b>Dados das ECs de 50 kW frota parcial sem gerenciamento</b>	
Potência de saída do carregador (kW)	50
Número de carregadores	3

Fonte: Autor.

Após a inserção do número e potência das ECs, são inseridos os seguintes dados: os modelos de veículos que recarregam nestas ECs, a proporção do número de cada modelo de VE com acesso às ECs em porcentagem, a potência máxima de saída de carregamento e o tempo médio em minutos que cada VE leva para carregar.

Para as ECs mencionadas, os VEs considerados no perfil de recargas foram os veículos que necessitam da segunda ou mais recargas por dia, conforme se pode observar na Tabela 11.

Tabela 11 - VEs considerados nas ECs de 50 kW - frota parcial

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Duração da Recarga (min)
Van - BYD	18,52	30	39,11
Caminhão JAC - 1º recarga	22,22	40	91,52
Caminhão JAC - 2º recarga	22,22	40	61,01
Caminhonete - JAC	37,04	40	22,03

Fonte: Autor.

Para se obter a porcentagem que corresponde cada modelo de VE, pode-se definir a proporção da frota estabelecida em % através da Equação 12.

$$P(\%) = \frac{100 * NVE_n EC_x}{TVEEC_x} \quad (12)$$

Onde:

$P(\%)$ : proporção de cada modelo de VE na EC considerada, em porcentagem;

$NVE_n EC_x$ : número de veículos de determinado modelo que recarregam na EC considerada;

$n$ : modelo de VE considerado;

$x$ : potência da ECs consideradas;

$TVEEC_x$ : quantidade total de VEs de todos os modelos que recarregam na EC considerada.

Em seguida, foram informados a quantidade de recargas que ocorrem nas ECs de 50 kW de potência, obtido através perfil de recargas mensal aplicado a substituição a frota parcial, conforme exposto no Apêndice B. Figura 27 demonstra-se a entrada de dados do perfil de recargas da ECs de 50 kW de potência nos dias de semana e a Figura 28 demonstra a entrada de dados do perfil de recargas da ECs de 50 kW de potência nos dias de finais de semana. As informações do perfil de recargas mensal, são os mesmos para o modo com e sem gerenciamento.

Figura 27 - Perfil de recargas das ECs de 50 kW – frota parcial dias de semana

CARREGADORES 50 kW CC																								
Dias	2	3	4	5	6	9	10	11	12	13	16	17	18	19	20	23	24	25	26	27	30	31	SOMA	
Horas																								
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:30	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	44
09:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	22
09:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:00	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	66
10:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	110
11:30	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	44
12:00	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	88
12:30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	44
13:00	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	110
13:30	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	66
14:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	44
14:30	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	66
15:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	44
15:30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	44
16:00	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	44
16:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autor.

Figura 28 - Perfil de recargas das ECs de 50 kW – frota parcial finais de semana

CARREGADORES 50 kW CC									
Dias	7	8	14	15	21	22	28	29	SOMA
Horas									
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
00:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autor.

A entrada de dados do perfil de recargas definido considera as 24 horas do dia e todos os meses do ano. As informações dos dados inseridos ao software nas demais ECs definidas para a frota parcial que são: 1 EC de 43 kW; 3 ECs de 88 kW, 1 EC de 22 kW e 12 ECs de 7,4 kW de potência, seguem o mesmo padrão apresentado nesta seção e estão expostos no Apêndice E. Já o Apêndice G, apresenta os dados

inseridos ao *Homer grid*, da frota total sem gerenciamento, referentes às 40 ECs definidas da frota total que são: 7 ECs de 50 kW em CC; 1 EC de 43 kW em CA; 6 ECs de 88 kW em CA, 1 EC de 22 kW em CA e 25 ECs de 7,4 kW de potência em CA.

O mesmo método de inserção de dados aplicado a essa seção foi utilizado para os quatro cenários analisados no modo sem gerenciamento, tanto para frota parcial, quanto para frota total, levando em consideração as individualidades e características definidas para cada cenário proposto na metodologia.

### 5.11.2 Frota parcial sob o modo com gerenciamento

Apresentam-se nesta seção os dados inseridos ao software considerando-se a substituição parcial, com gerenciamento. As ECs consideradas nesta seção são as de 50 kW de potência. No entanto, ocorrem algumas alterações na inserção de dados, conforme pode observar na Tabela 12.

Tabela 12 - Entrada de dados ECs de 50 kW - frota parcial com gerenciamento

<b>Dados das ECs de 7kW frota total com gerenciamento</b>	
Potência de saída do carregador (kW)	50
Tempo médio conectado (h)	0,89
Número de carregadores	3

Fonte: Autor.

Neste caso, são inseridos os dados como: potência de saída das EC que está sendo considerada, tempo médio que os VEs ficam conectados em horas à EC e número de ECs, todas essas informações foram inseridas com base no perfil de recargas estabelecido para atender a frota parcial.

Para se obter a proporção de VEs que compõem a frota analisada, utiliza-se a equação 12 mencionadas no item 5.11.1 e para obter o tempo médio de carregamento utiliza-se a equação 11 exposta no item 5.1.

Na Tabela 13, se observa a entrada de dados referente aos VEs considerados nas ECs com gerenciamento de 50 kW de potência ao software.

Tabela 13 - VEs definidos para ECs de 50 kW – frota parcial com gerenciamento

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Energia Requerida para Recarga por VE (kWh)
Van - BYD	18,52	30	19,56
Caminhão JAC - 1° recarga	22,22	40	14,69
Caminhão JAC - 2° recarga	22,22	40	61,01
Caminhonete - JAC	37,04	40	40,67

Fonte: Autor.

Conforme exposto, os dados inseridos são: modelos dos VEs considerados, a proporção de veículo com acesso as ECs de 50 kW, a potência máxima para carregar o VE e a energia requerida para recarga do VE em kWh. Após é necessário informar o perfil de recargas mensal das ECs de 50 kW, conforme já mencionado nas Figuras 29 e 30.

Assim como no modo não gerenciável informado na seção anterior, o perfil de recargas mensal considerado para estas ECs está disponível no Apêndice B. Os dados informados referentes a cada EC definida pelo perfil de recargas da frota parcial são as mesmas para os cenários 1 e 3 que avaliam a substituição parcial, assim como, são os mesmo para os cenários 2 e 4 que avaliam a substituição total da frota, no entanto, as entradas de dados variam, conforme observou-se na inserção de dados das ECs de 50 kW com e sem gerenciamento.

A entrada de dados das demais ECs com gerenciamento definidas para frota parcial podem ser observadas no Apêndice F e no Apêndice H, podem ser observados os dados inseridos ao *Homer grid*, referente a frota total com gerenciamento.

O mesmo método de inserção de dados aplicado a essa seção foi utilizado para os quatro cenários analisados sob o modo com gerenciamento, tanto para frota parcial, quanto para frota total, levando em consideração as individualidades e características definidas para cada cenário proposto e as informações estão expostas nos Apêndices F e H.

## 5.12. Considerações finais do capítulo

Neste capítulo se apresentou os cenários propostos para o desenvolvimento do estudo de caso real aplicado a uma instituição pública de ensino, assim como, o software utilizado para as simulações, a definição da frota elétrica, o desenvolvimento

dos perfis de recargas parcial e total da frota analisada com base na metodologia criada e as demais informações necessárias para o desenvolvimento prático que busca avaliar do impacto que a substituição da frota terá sobre a demanda de energia elétrica e, conseqüentemente, sobre encargos com a fatura de energia aplicada à instituição, levando em consideração a quantidade de energia renovável disponível no local, incluindo indicação de ampliação futura da geração própria.



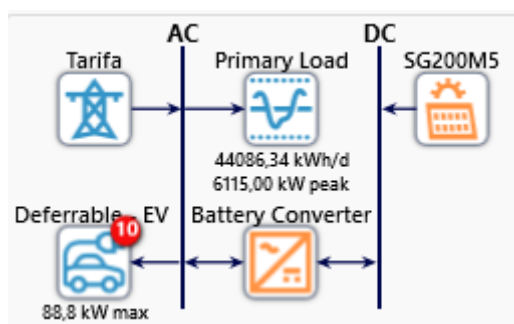
## 6. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este capítulo visa apresentar os resultados parciais e finais obtidos a partir das simulações implementadas, considerando as propostas estabelecidas nos cenários definidos. Levando em consideração as análises sob o modo de recargas com e sem gerenciamento em todos os cenários propostos.

### 6.1. Cenário 1 - Frota parcial com sistema de geração próprio

Esse cenário considera a proposta de substituição parcial da frota a combustão por uma frota elétrica, considerando o sistema de geração própria existente que é composto por um SSFV de 100 kW conectado à rede elétrica da instituição. A topologia utilizada para esse cenário é apresentada na Figura 29.

Figura 29 - Topologia proposta cenário 1



Fonte: Autor.

A partir da topologia proposta, essa análise busca avaliar o impacto econômico sob o ponto de vista energético da inserção parcial da frota elétrica da instituição analisada. A simulação considera o perfil tarifário adotado pela instituição e a configuração estabelecida no perfil de recargas na inserção parcial da frota elétrica. O software realiza a otimização, buscando obter a alternativa com menor custo.

#### 6.1.1 Cenário 1 - Frota parcial sem gerenciamento

Considerando as recargas sob o modo não gerenciável, os resultados obtidos na simulação a partir da topologia apresentada, podem ser observados na Figura 30.

Figura 30 - Resultados cenário 1 sem gerenciamento

Architecture		Cost				System	
SG200M5 (kW)	Battery Converter (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
100	100	R\$ 178M	R\$ 0,754	R\$ 13,8M	R\$ 0,00	0,754	0
		R\$ 179M	R\$ 0,758	R\$ 13,8M	R\$ 0,00	0	0

Fonte: Autor.

Para essa topologia, não foram considerados valores de investimentos de capital inicial, visto que a instituição já possuía o SSFV de 100 kW. Contudo nota-se que com o sistema de geração solar fotovoltaica apresenta um NPC de R\$ 178 milhões e um NPC de R\$ 179 milhões no caso base. O NPC representa todos os custos que ocorrem dentro do tempo de vida do projeto em uma quantia fixa, considerando custos de capital, substituição, manutenção, custos de compras com eletricidade. Com isso, ao compará-los nota-se que os custos com sistema de geração solar fotovoltaica são inferiores ao caso base tornando-o como a melhor alternativa para esse caso.

Na Tabela 14 pode-se observar o montante de produção de energia elétrica gerada, considerando a melhor opção que é composta pelo SSFV de 100 kW conectado à rede elétrica.

Tabela 14 – Produção total de energia elétrica cenário 1

Produção Energia Elétrica	kWh/ano	%
Rede	18.099.672,00	99,2
SSFV	142.595,00	0,78
Total	18.242.266,00	100

Fonte: Autor.

Mesmo gerando uma quantidade de energia elétrica considerável, cerca de 142,6 MWh/ano de energia, quando comparada ao montante de energia elétrica que a instituição necessita para atender sua demanda, se torna uma porcentagem muito pequena, aproximadamente 0,78% da demanda total. Também se pode observar que a rede é a maior responsável pelo atendimento à demanda da instituição com cerca de 99,2%, e a geração solar existente por 0,78% do total.

Na Tabela 15 pode-se observar o consumo anual de energia elétrica da instituição, considerando a inserção parcial da frota elétrica.

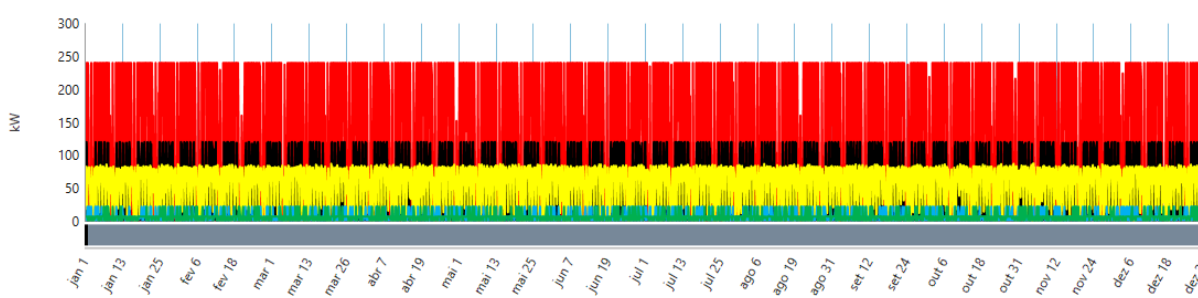
Tabela 15 - Consumo de energia elétrica sob o modo sem gerenciamento

<b>Consumo Energia</b>	<b>kWh/ano</b>	<b>%</b>
Carga Primária	16.091.516,00	88,2
Recargas de VEs	2.145.617,00	11,8
<b>Total</b>	<b>18.234.876,00</b>	<b>100</b>

Fonte: Autor.

Ao avaliar a melhor opção definida na simulação, nota-se que com a inserção da frota parcial de elétricos, a instituição terá um acréscimo no consumo de energia de 2.145,62 MWh/ano, correspondendo a 11,8 % do consumo total de energia da instituição avaliada. Na Figura 31 pode-se observar um comparativo do consumo total de energia elétrica das ECs consideradas para esse cenário.

Figura 31 - Curvas de consumo energia elétrica anual das EC

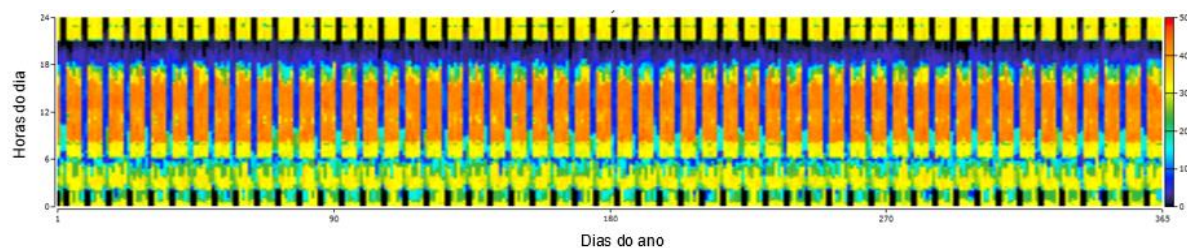


Fonte: Autor.

Nota-se que as ECs que possuem o maior consumo de energia elétrica são as ECs de 88 kW identificadas em vermelho, seguida das ECs de 50 kW identificada na cor preta, das ECs de 7,4 kW identificada pela cor amarela e da EC de 43 kW identificada na cor azul e por fim a EC de 22 kW em verde.

O consumo de energia elétrica varia conforme a potência de cada EC, assim como, com o número de recargas realizadas nas mesmas e as cargas consideradas para cada EC. O perfil de consumo dos VEs sob modo sem gerenciamento, leva em conta todas as ECs definidas para esse cenário, conforme estabelecido no perfil de recargas, gerando o perfil consumo de energia elétrica anual referente as recargas da frota parcial da instituição, conforme Figura 32.

Figura 32 – Perfil de consumo anual sem gerenciamento para frota parcial



Fonte: Autor.

### 6.1.2 Cenário 1 - Frota parcial com gerenciamento

Em um segundo momento foram simuladas recargas sob o modo com gerenciamento, considerando a mesma topologia proposta no cenário 1. Os resultados obtidos na simulação podem ser observados na Figura 33.

Figura 33 - Resultados do cenário 1 com gerenciamento

		Architecture		Cost				System	
		SG200M5 (kW)	Battery Converter (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
		100	100	R\$ 173M	R\$ 0,761	R\$ 13,4M	R\$ 0,00	0,780	0
				R\$ 174M	R\$ 0,765	R\$ 13,5M	R\$ 0,00	0	0

Fonte: Autor.

Nesse caso, assim como na seção anterior não foram considerados investimentos, pois se trata da mesma configuração do sistema de geração solar fotovoltaica de 100 kW existente na instituição. Ao analisar os resultados, observa-se que a melhor alternativa encontrada é representada pelo uso do SSFV que apresenta um NPC de R\$ 173 milhões.

Na Tabela 16 pode-se observar o montante de produção de energia elétrica gerada, considerando a melhor opção que é composta pelo SSFV de 100 kW conectado à rede elétrica.

Tabela 16 – Produção total de energia elétrica cenário 1

Produção Energia Elétrica	kWh/ano	%
Rede	17.490.239,00	99,2
SSFV	142.595,00	0,81
<b>Total</b>	<b>17.632.833,00</b>	<b>100</b>

Fonte: Autor.

Percebe-se que a rede é a maior responsável pelo atendimento à demanda de energia da instituição com cerca de 99,2%, sendo que a geração solar corresponde a 0,81% do total. Mesmo gerando uma quantidade de energia elétrica considerável, cerca de 142,6 MWh/ano, quando comparada ao montante que a instituição necessita para atender sua demanda, se torna uma porcentagem muito pequena. Porém, o SSFV auxilia na redução de custos da fatura de energia elétrica da instituição.

Ao analisar a inserção parcial da frota elétrica no modo de carregamento com gerenciamento, nota-se que houve alteração no consumo anual de energia elétrica da instituição, conforme se pode observar na Tabela 17.

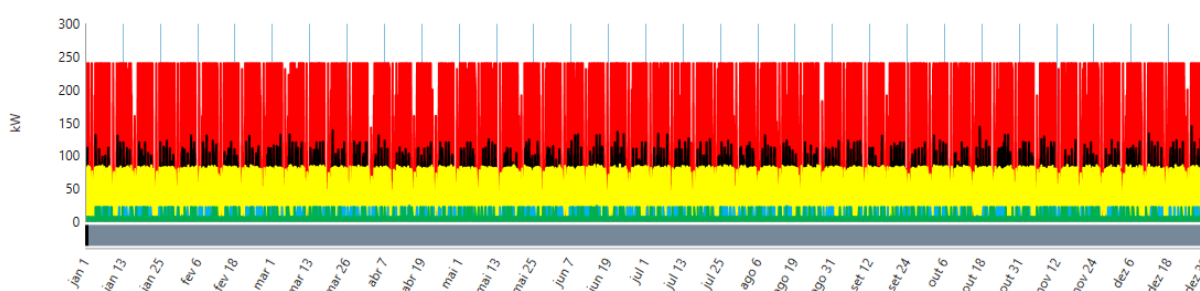
Tabela 17 - Consumo de energia elétrica com gerenciamento

<b>Consumo Energia</b>	<b>kWh/ano</b>	<b>%</b>
Carga Primária	16.091.516,00	91,3
Recargas de VEs	1.536.184,00	8,71
Total	17.627.700,00	100

Fonte: Autor.

O consumo de energia elétrica proveniente da frota parcial sob o modo de recargas com gerenciamento é de 1.536,18 MWh/ano, que corresponde a 8,71% da demanda de energia elétrica da instituição. Na Figura 34 pode-se observar um comparativo do consumo de energia elétrica das ECs consideradas para esse cenário.

Figura 34 - Curvas do consumo de energia elétrica anual das ECs



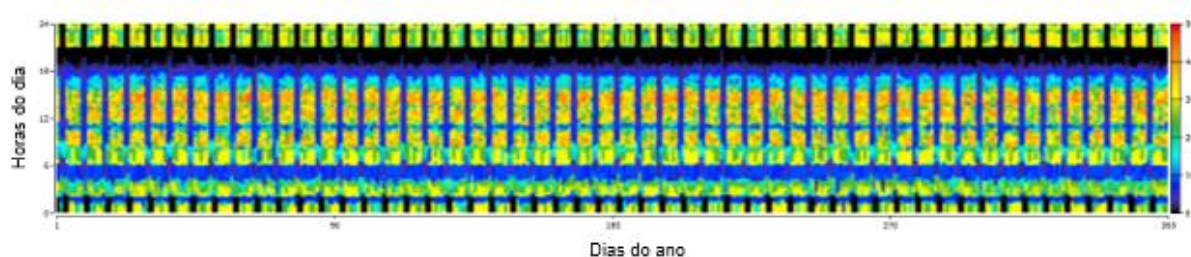
Fonte: Autor.

Ao observar as curvas de consumo de energia elétrica das ECs estabelecidas para esse cenário, nota-se que as ECs que possuem o maior consumo de energia elétrica são as ECs de 88 kW identificadas em vermelho, seguida das ECs de 50 kW identificada na cor preta, das de 7,4 kW identificadas em amarelo e da EC de 43 kW identificada pela cor azul e por fim a EC de 22 kW em verde. O consumo de energia

elétrica varia conforme a potência de cada EC, assim como, com o número de recargas realizadas nas mesmas e as cargas consideradas para cada EC.

O perfil de consumo dos VEs sob modo com gerenciamento, também leva em conta todas as ECs definidas para esse cenário, conforme estabelecido no perfil de recargas, gerando o perfil consumo anual de energia elétrica proveniente das recargas da frota parcial da instituição, conforme Figura 35.

Figura 35 – Perfil de consumo anual com gerenciamento para frota parcial



Fonte: Autor.

Ao realizar um comparativo entre os modos de recargas considerados para o cenário 1, pode-se observar que no modo com gerenciamento, ocorre uma redução no consumo de energia elétrica para atender a demanda da frota parcial e conseqüentemente uma economia em relação aos custos de operação do sistema da instituição. Na Tabela 18 apresenta-se um comparativo dos resultados entre os modos de recargas considerados.

Tabela 18 - Comparativo entre os modos de recargas

Parâmetro	Sem Gerenciamento	Com Gerenciamento
Consumo de Energia VEs (MWh/ano)	2.145,62	1.536,18
NPC (R\$)	178 milhões	173 milhões
Custo de Operação (R\$/ano)	13,8 milhões	13,4 milhões

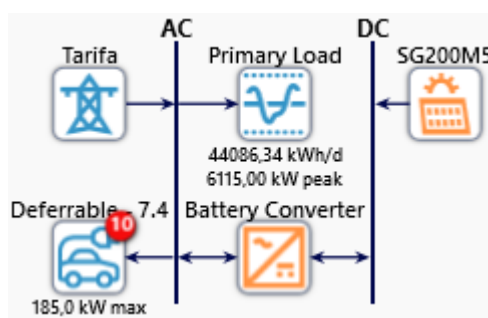
Fonte: Autor.

Comparando os resultados, percebe-se que ao considerar os modos de recargas com e sem gerenciamento na frota parcial, o modo com gerenciamento gerou a redução anual de consumo de energia elétrica de 609,44 MWh/ano, uma diferença de NPC de R\$ 5 milhões e ainda uma redução do custo de operação do sistema. Com isso, para esse cenário a melhor opção econômica apresentada é sob o modo com gerenciamento.

## 6.2. Cenário 2 - Frota total com sistema de geração próprio

Esse cenário considera a proposta de substituição total da frota à combustão por uma frota elétrica, considerando o sistema de geração próprio existente, que é composto por um SSFV de 100 kW conectado à rede elétrica da instituição. A topologia utilizada para esse cenário é apresentada na Figura 36.

Figura 36 - Topologia proposta cenário 2



Fonte: Autor.

Conforme pode-se observar a topologia proposta para esse cenário é composta pelo mesmo sistema considerado no cenário 1, porém neste caso considera a substituição total da frota a combustão por elétrica na instituição analisada.

### 6.2.1 Cenário 2 - Frota total sem gerenciamento

Levando em consideração as recargas sob o modo sem gerenciamento, os resultados obtidos na simulação a partir da topologia apresentada podem ser observados na Figura 37.

Figura 37 - Resultados cenário 2 sem gerenciamento

Export										Optimization Results			
										Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.			
Architecture					Cost				System				
SG200M5 (kW)	Battery Converter (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)						
100	100	R\$ 190M	R\$ 0,736	R\$ 14,7M	R\$ 0,00	0,688	0						
		R\$ 191M	R\$ 0,740	R\$ 14,8M	R\$ 0,00	0	0						

Fonte: Autor.

Para essa topologia, assim como no cenário 1 não foram considerados valores de investimentos de capital inicial, visto que a instituição já possuía o SSFV de 100

kW. Com tudo, ao analisar os resultados nota-se o SSFV gerou um NPC é de R\$ 190 milhões, enquanto que no caso base somente o uso da rede, gerou um NPC R\$ 191 milhões. Dessa forma, a melhor opção para esse caso é a arquitetura que considera o SSFV.

A produção de energia elétrica gerada a partir do SSFV de 100 kW é a mesma mencionada no cenário 1, visto que a configuração do sistema de energia considerado em ambos cenários é a mesma. No entanto, houve um aumento da energia elétrica fornecida pela rede, devido ao acréscimo de VEs considerados na frota total. Na Tabela 19 observa-se o montante da produção de energia elétrica necessária para atender a demanda da instituição.

Tabela 19 - Produção total de energia elétrica cenário 2

<b>Produção Energia Elétrica</b>	<b>kWh/ano</b>	<b>%</b>
Rede	19.980.056,00	99,3
SSFV	142.595,00	0,71
<b>Total</b>	<b>19.980.056,00</b>	<b>100</b>

Fonte: Autor.

Ao comparar o cenário 2 com o cenário 1 sob o modo sem gerenciamento, nota-se que houve um aumento do fornecimento de energia elétrica por parte da rede, sendo que o montante de energia elétrica fornecida pela rede no cenário 1 é de 18.242,27 MWh/ano e para o cenário 2 é 19.980,06 MWh/ano, isso se deve ao acréscimo de 100% da frota elétrica neste cenário. Já em relação a produção de energia elétrica por parte do SSFV, a produção é a mesma em ambos cenários mencionados, visto que, não foram alteradas as configurações do sistema de geração solar fotovoltaico.

Na Tabela 20 pode-se observar o consumo anual de energia elétrica da Instituição, considerando a inserção total da frota elétrica, no modo não gerenciável.



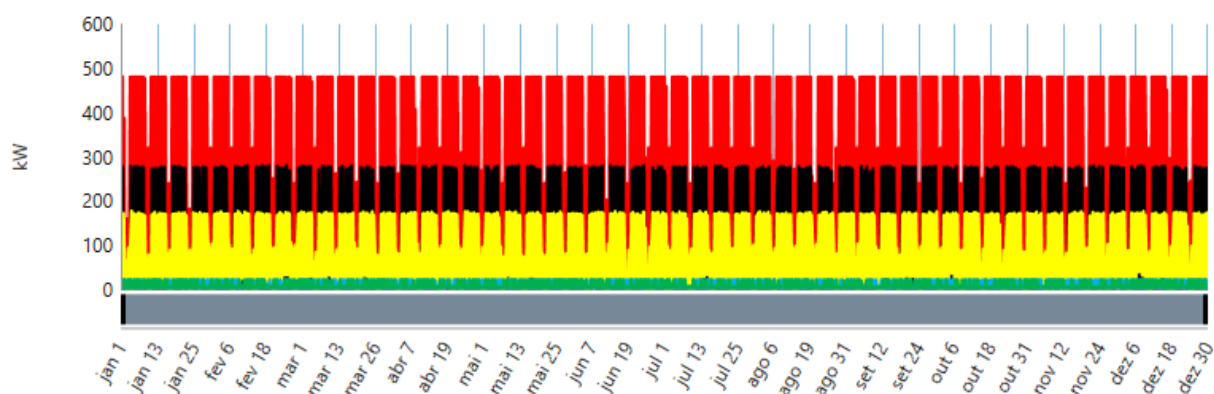
Tabela 20 - Consumo de energia elétrica sem gerenciamento

Consumo Energia	kWh/ano	%
Carga Primária	16.091.516,00	80,6
Recargas de VEs	3.883.407,00	19,6
Total	19.974.923,00	100

Fonte: Autor.

Percebe-se que com a inserção da frota total de elétricos, a Instituição terá um acréscimo no consumo de energia de 3.883,41 MWh/ano, que corresponde a aproximadamente 19,6% da demanda total de energia elétrica da Instituição. Na Figura 38 pode-se observar o consumo de energia elétrica das ECs consideradas nesse cenário.

Figura 38 - Consumo de energia elétrica anual das ECs

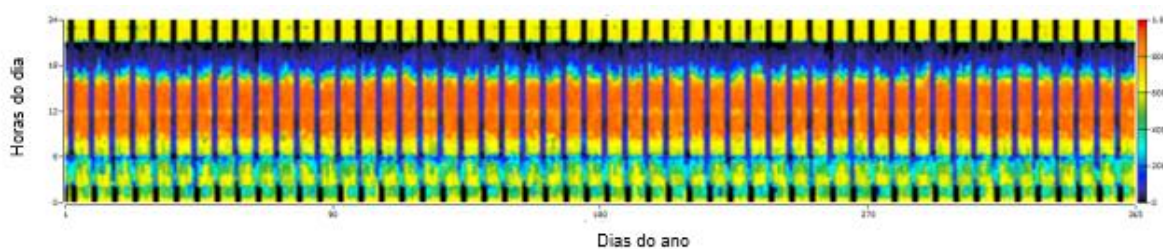


Fonte: Autor.

Ao observar as curvas de consumo de energia elétrica das ECs estabelecidas para esse cenário, nota-se que as ECs que possuem o maior consumo de energia elétrica são as ECs de 88 kW identificadas em vermelho, seguida as ECs de 50 kW em preto, das ECs de 7,4 kW identificada pela cor amarela e da EC de 43 kW em azul e por fim da EC de 22 kW identificada na cor verde. O consumo de energia elétrica varia conforme a potência de cada EC, assim como, com o número de recargas realizadas nas mesmas e as cargas consideradas para cada EC.

O perfil de consumo dos VEs sob modo sem gerenciamento, leva em conta todas as ECs definidas para esse cenário, conforme estabelecido no perfil de recargas, gerando o perfil consumo anual de energia elétrica proveniente das recargas da frota total da instituição, conforme Figura 39.

Figura 39 - Perfil de consumo anual sem gerenciamento para frota total



Fonte: Autor.

## 6.2.2 Cenário 2 - Frota total com gerenciamento

Considerando as recargas sob o modo com gerenciamento para o cenário 2, pode-se observar os resultados obtidos na simulação na Figura 40.

Figura 40 - Resultados cenário 2 com gerenciamento

Optimization Results										
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.										
Architecture				Cost				System		
SG200M5 (kW)	Battery Converter (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	IRR (%)		
100	100	R\$ 181M	R\$ 0,748	R\$ 14,0M	R\$ 0,00	0,733	0			
		R\$ 182M	R\$ 0,752	R\$ 14,1M	R\$ 0,00	0	0			

Fonte: Autor.

Ao analisar os resultados, nota-se que não foram considerados investimentos em capital inicial pois ainda estamos considerando o sistema de geração próprio da Instituição nesse cenário. Dessa forma, observa-se que a melhor alternativa encontrada é a que apresenta um NPC de R\$ 181 milhões, pois é inferior quando comparado ao caso base com um NPC de 182 milhões.

Na Tabela 21 pode-se observar o montante de produção de energia elétrica gerada considerando a melhor opção que é composta pelo SSFV de 100 kW conectado à rede elétrica.

Tabela 21 - Produção total de energia elétrica cenário 2

Produção Energia Elétrica	kWh/ano	%
Rede	18.618.873,00	99,2
SSFV	142.595,00	0,76
<b>Total</b>	<b>18.761.467,00</b>	<b>100</b>

Fonte: Autor.

Ao comparar o cenário 2 com o cenário 1 sob o modo com gerenciamento, nota-se que houve um aumento do fornecimento de energia elétrica por parte da rede, sendo que o montante de energia elétrica fornecida pela rede no cenário 1 é de 16.091,52 MWh/ano e para o cenário 2 é 18.618,87 MWh/ano, isso se deve ao acréscimo de 100% da frota elétrica neste cenário. Já em relação a produção de energia elétrica por parte do SSFV, a produção é a mesma em ambos cenários mencionados, visto que, não foram alteradas as configurações do sistema de geração solar fotovoltaico.

Ao analisar a inserção total da frota elétrica, no modo com gerenciamento, nota-se que houve alteração no consumo anual de energia elétrica da instituição, conforme se pode observar na Tabela 22.

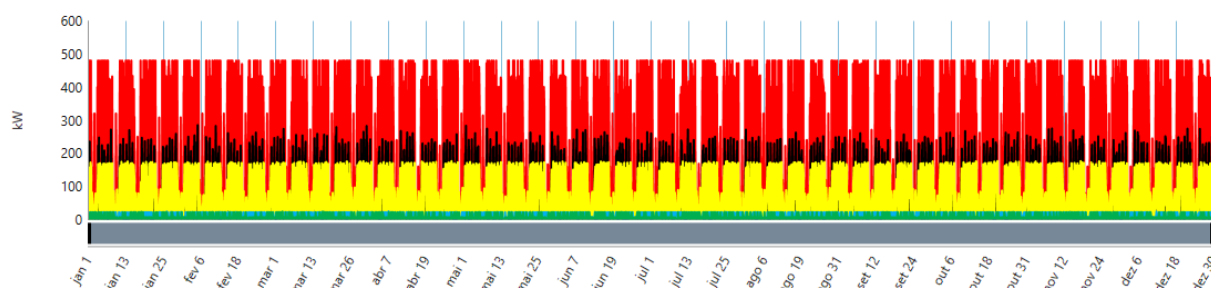
Tabela 22 - Consumo de energia elétrica frota total com gerenciamento

<b>Consumo Energia</b>	<b>kWh/ano</b>	<b>%</b>
Carga Primária	16.091.516,00	85,8
Recargas de VEs	2.664.818,00	14,2
<b>Total</b>	<b>18.756.334,00</b>	<b>100</b>

Fonte: Autor.

O consumo de energia elétrica proveniente da frota elétrica considerada é de 2.664,82 MWh/ano, que corresponde a 14,2% da demanda de energia elétrica da instituição. Na Figura 41 pode-se observar a demanda total de energia elétrica anual das ECs consideradas nesse cenário.

Figura 41 - Consumo de energia elétrica anual das ECs



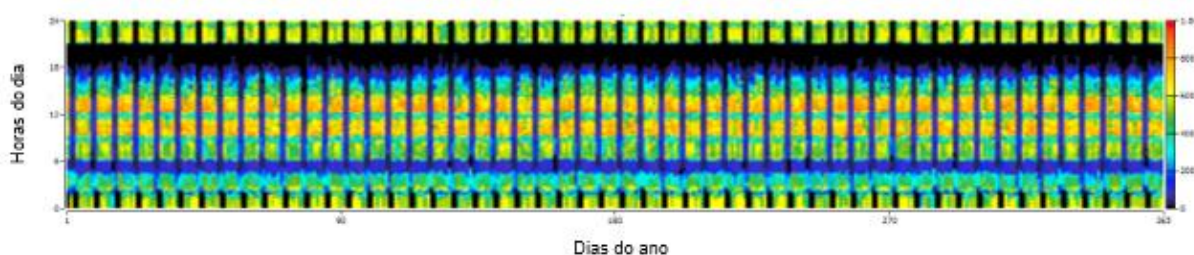
Fonte: Autor.

Ao observar as curvas de consumo de energia elétrica das ECs estabelecidas para esse cenário, nota-se que as ECs que possuem o maior consumo de energia elétrica são as ECs de 88 kW identificadas em vermelho, seguida das ECs de 50 kW em preto, e da EC de 7,4 kW identificada na cor amarela e da EC de 43 kW identificada

na cor azul e por fim da EC de 22 kW identificada pela cor verde. O consumo de energia elétrica varia conforme a potência de cada EC, assim como, com o número de recargas realizadas nas mesmas e as cargas consideradas para cada EC.

O perfil de consumo de energia elétrica dos VEs sob modo com gerenciamento, também leva em conta todas as ECs definidas para esse cenário, conforme estabelecido no perfil de recargas da frota total, gerando o perfil consumo de energia elétrica anual das recargas da frota total da instituição, conforme Figura 42.

Figura 42 - Perfil de consumo anual frota total com gerenciamento



Fonte: Autor.

Ao comparar os modos de recargas considerados para este cenário, nota-se que sob o modo com gerenciamento gera uma redução no consumo de energia elétrica para atender a demanda da frota elétrica, e conseqüentemente uma economia com o custo da fatura de energia da instituição. Na Tabela 23 visualiza-se um comparativo entre os modos de recargas considerados neste estudo.

Tabela 23 - Comparativo entre os modos de recargas

<b>Parâmetro</b>	<b>Sem Gerenciamento</b>	<b>Com Gerenciamento</b>
Consumo de Energia VEs (MWh/ano)	3.883,41	2.664,82
NPC (R\$)	190 milhões	181 milhões
Custo de Operação (R\$/ano)	14,7 milhões	14 milhões

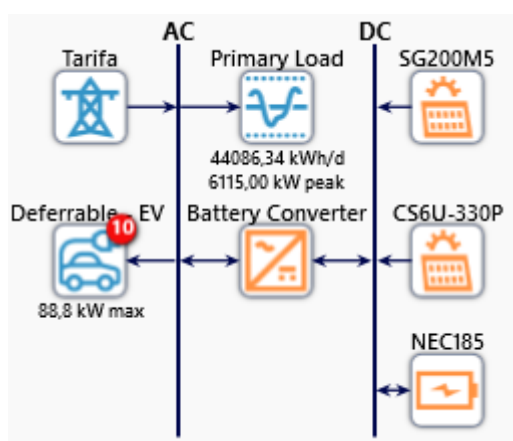
Fonte: Autor.

Ao comparar os modos de recargas com e sem gerenciamento da frota total, o modo com gerenciamento gerou uma redução anual de consumo de energia elétrica de 1.218,59 MWh/ano, uma diferença do NPC de R\$ 9 milhões no final do projeto e também uma redução no custo de operação. Com isso, apresenta-se como a melhor opção para esse cenário.

### 6.3. Cenário 3 - Frota parcial com ampliação da geração própria

Esse cenário considera a proposta de substituição parcial da frota atual de veículos a combustão por uma frota elétrica, ampliando o sistema de geração solar fotovoltaico com a inserção de um SSFV de 400kW, totalizando assim em 500kW de potência instalada e também considerando o armazenamento de energia por baterias. Neste caso, assim como nos demais cenários mencionados, estão dispostos os resultados das análises sob os modos de recargas com e sem gerenciamento. Na Figura 43 apresenta-se a topologia considerada para esse cenário.

Figura 43 – Topologia proposta cenário 3



Fonte: Autor.

A partir da topologia proposta, busca-se avaliar o impacto econômico sob o ponto de vista energético da inserção parcial da frota elétrica na instituição analisada. Assim como nos demais cenários propostos, a simulação considera o perfil tarifário adotado pela instituição e a configuração estabelecida no perfil de recargas na inserção parcial da frota elétrica. O software realiza a otimização, buscando obter a alternativa com menor custo.

#### 6.3.1 Cenário 3 - Frota parcial sem gerenciamento

Considerando as recargas sob o modo não gerenciável, os resultados obtidos na simulação a partir dessa configuração podem ser observados na Figura 44.

Figura 44 - Resultados cenário 3 sem gerenciamento

Optimization Results													
Left: Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.													
Architecture								Cost			System		
				SG200M5 (kW)	CS6U-330P (kW)	NEC185	Battery Converter (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
				100	400		500	R\$ 175M	R\$ 0,744	R\$ 13,4M	R\$ 1,49M	3,98	0
				100	400	2	500	R\$ 176M	R\$ 0,745	R\$ 13,5M	R\$ 1,76M	3,95	0
					400		500	R\$ 176M	R\$ 0,748	R\$ 13,5M	R\$ 1,49M	3,21	0
					400	2	500	R\$ 177M	R\$ 0,749	R\$ 13,5M	R\$ 1,76M	3,18	0
				100			500	R\$ 178M	R\$ 0,756	R\$ 13,8M	R\$ 400.000	0,770	0

Fonte: Autor.

A melhor solução que atende à demanda com o menor custo encontrada pelo *Homer Grid*, é proveniente da composição da rede elétrica com a geração dos SSFV de 100 kW e de 400 kW, junto a um inversor de 500 kW. O investimento inicial para a alternativa escolhida é de R\$ 1,49 milhões com um NPC ao final dos 25 anos de 175 milhões e o custo de operação de R\$13,4 milhões.

A segunda melhor alternativa leva em consideração a mesma configuração da primeira, porém acrescenta o uso de armazenamento de energia a partir das baterias. No entanto, devido ao alto custo de investimento das baterias, eleva o valor de capital inicial. Na Tabela 24 são comparadas essas duas opções.

Tabela 24 - Comparação entre as melhores opções propostas

Parâmetros	2 SSFV	2 SSFV + Baterias
NPC (R\$)	175 Mi	176 Mi
C.I. (R\$)	1,49 Mi	1,76 Mi
T.R. (anos)	3,8	4,4
Economia fatura (R\$)	5,07 Mi	5,18 Mi
ROI (%)	21	17
IRR (%)	26	22

Fonte: Autor.

Percebe-se na comparação entre os casos avaliados que o valor de NPC é menor quando comparado o sistema de armazenamento de energia por baterias, o capital inicial é maior quando considerado o sistema de armazenamento de energia por baterias e o tempo de retorno do investimento é maior para o sistema que possui um capital inicial mais elevado. Nota-se também que a economia com a fatura ao final do projeto é maior para o sistema que possui armazenamento de energia, no entanto, o *Return On Investment* (ROI), assim como a *Internal Rate of Return* (IRR) são maiores para o caso que considera somente o sistema de geração. Com isso, define-se como melhor opção sob o modo sem gerenciamento o (2 SSFV).

Na Tabela 25 pode observar a produção de energia elétrica gerada considerado a melhor opção.

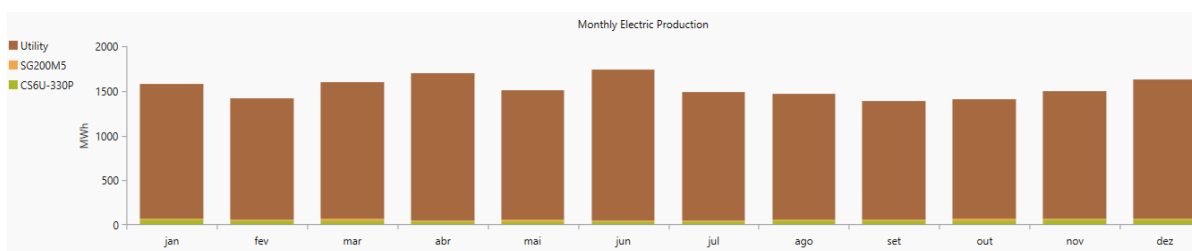
Tabela 25 - Produção total de energia elétrica dos 2 SSFV sem gerenciamento

<b>Produção Energia Elétrica</b>	<b>kWh/ano</b>	<b>%</b>
SSFV 100 KW	142.595,00	0,78
SSFV 400 kW	594.020,00	3,26
Rede	17.511.567,00	96,0
<b>Total</b>	<b>18.248.182,00</b>	<b>100</b>

Fonte: Autor.

Percebe-se que a rede é a maior responsável pelo atendimento à demanda de energia da instituição com cerca de 96%, sendo que a geração solar corresponde à 4,04% do total, conforme pode-se visualizar na Figura 45.

Figura 45 - Geração energia elétrica sob o modo sem gerenciamento



Fonte: Autor.

O consumo anual de energia elétrica da instituição para esse cenário é o mesmo apresentado no item 6.1.1 do cenário 1, assim como para o perfil de consumo anual de energia elétrica da frota parcial e o consumo de energia elétrica de cada EC, considerada na frota avaliada. Isso se deve ao fato de pertencer ao mesmo perfil de recarga da frota parcial e em ambos os casos sob o modo de carregamento sem gerenciamento.

### 6.3.2 Cenário 3 - Frota parcial com gerenciamento

Para a análise das recargas sob o modo com gerenciamento consideradas neste cenário, foi utilizada a mesma topologia do sistema e o mesmo perfil de recargas com as ECs e os respectivos VEs, considerados na seção anterior. Os resultados obtidos na simulação podem ser observados na Figura 46.



Figura 46 - Resultados cenário 3 com gerenciamento

Optimization Results											
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.											
Architecture							Cost			System	
SG200M5 (kW)	CS6U-330P (kW)	NEC185	Battery Converter (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)		
100	400		500	R\$ 171M	R\$ 0,750	R\$ 13,1M	R\$ 1,49M	4,12	0		
100	400	2	500	R\$ 171M	R\$ 0,752	R\$ 13,1M	R\$ 1,76M	4,09	0		
	400		500	R\$ 172M	R\$ 0,755	R\$ 13,2M	R\$ 1,49M	3,32	0		
	400	2	500	R\$ 172M	R\$ 0,756	R\$ 13,2M	R\$ 1,76M	3,29	0		
100			500	R\$ 174M	R\$ 0,764	R\$ 13,4M	R\$ 400.000	0,797	0		

Fonte: Autor.

Para esse caso o *Homer Grid* definiu a mesma opção considerada no modo de recargas sem gerenciamento, pois apresenta os mesmos valores para: capital inicial; tempo de retorno do investimento; economia com a fatura, taxa de retorno de investimento e retorno de investimento. No entanto, demonstram-se variações nos valores de NPC agora com um valor de R\$ 171 milhões.

Na Tabela 26 pode-se observar a produção de energia elétrica gerada considerado a melhor opção.

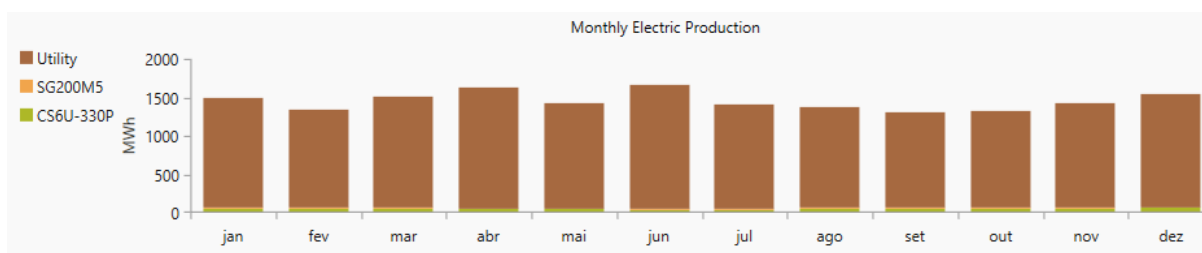
Tabela 26 - Produção total de energia elétrica dos 2 SSFV com gerenciamento

Produção Energia Elétrica	kWh/ano	%
SSFV 100 kW	142.595,00	0,81
SSFV 400 kW	594.020,00	3,37
Rede	16.902.271,00	95,8
<b>Total</b>	<b>17.638.886,00</b>	<b>100</b>

Fonte: Autor.

Percebe-se que a rede é a maior responsável pelo atendimento à demanda de energia da instituição com cerca de 95,8%, sendo que a geração solar corresponde à 4,18% do total. Na Figura 47 pode-se observar o montante de energia elétrica produzida considerando a melhor opção para esse cenário.

Figura 47 - Geração de energia elétrica sob o modo com gerenciamento



Fonte: Autor.



O consumo anual de energia elétrica da instituição para esse cenário é o mesmo apresentado no item 6.1.2 do cenário 1, assim como para o perfil de consumo anual de energia elétrica da frota parcial e o consumo de energia elétrica de cada EC considerada na frota avaliada. Isso deve-se ao fato de pertencer ao mesmo perfil de recarga da frota parcial e em ambos os casos sob o modo de carregamento sem gerenciamento.

Ao realizar um comparativo entre os modos de recargas considerados para este cenário, nota-se que o modo sob gerenciamento se apresenta como a melhor opção. Na Tabela 27 pode observar um comparativo entre os modos de recargas considerados neste estudo.

Tabela 27 - Comparativo entre modos de recargas no cenário 3

<b>Parâmetro</b>	<b>Sem Gerenciamento</b>	<b>Com Gerenciamento</b>
Consumo de Energia VEs (MWh/ano)	2.145,62	1.536,18
NPC (R\$)	175 Mi	171 Mi
Produção de energia elétrica Rede (MWh/ano)	17.511,56	16.902,27
Custos com a fatura de energia (R\$/ano)	13.433.527,66	13.098.593,72

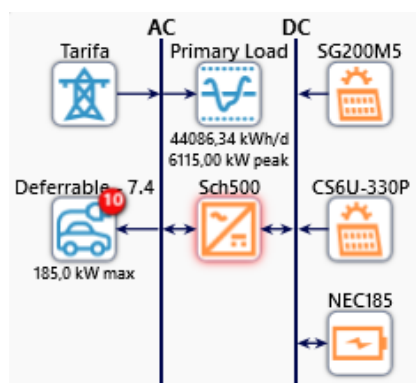
Fonte: Autor.

Comparando os modos de recarga, nota-se que o sistema de recargas com gerenciamento, gera uma redução anual de consumo de energia elétrica de 609,44 MWh/ano e com isso, gera consequentemente gera uma economia de custos com a fatura de energia elétrica de R\$ 334.933,94 ao ano. Nota-se também, que com a redução no consumo de energia elétrica, reduz a quantidade de energia fornecida pela rede. Com essas variações ocorre uma redução no valor de NPC, gerando uma diferença entre os modos comparados de R\$ 4 milhões.

#### **6.4. Cenário 4 - Frota total com ampliação de geração própria**

Esse cenário considera a proposta de substituição total da frota atual de veículos a combustão por uma frota elétrica na instituição avaliada, levando em consideração a ampliação do sistema de geração solar fotovoltaica com a inserção de um SSFV de 400kW, totalizando assim em 500kW de potência instalada e também considerando o armazenamento de energia por baterias, conforme Figura 48.

Figura 48 - Topologia proposta para cenário 4



Fonte: Autor.

Conforme pode-se observar a topologia proposta para esse cenário é composta pelo mesmo sistema considerado no cenário 3, porém neste caso considera a substituição total da frota a combustão por elétrica na instituição analisada.

#### 6.4.1 Cenário 4 - Frota total sem gerenciamento

Levando em consideração as recargas sob o modo não gerenciável, os resultados obtidos na simulação a partir dessa configuração podem ser observados na Figura 49.

Figura 49 - Resultados cenário 4 sem gerenciamento

Export										Optimization Results			
										Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.			
Architecture								Cost					
					SG200M5 (kW)	CS6U-330P (kW)	NEC185	Sch500 (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	
					100	400		500	R\$ 188M	R\$ 0,727	R\$ 14,4M	R\$ 1,49M	
					100	400	2	500	R\$ 188M	R\$ 0,728	R\$ 14,4M	R\$ 1,76M	
						400		500	R\$ 189M	R\$ 0,731	R\$ 14,5M	R\$ 1,49M	
						400	2	500	R\$ 189M	R\$ 0,732	R\$ 14,5M	R\$ 1,76M	
					100			500	R\$ 191M	R\$ 0,738	R\$ 14,7M	R\$ 400.000	

Fonte: Autor.

A melhor solução que atende à demanda com o menor custo encontrada pelo *Homer Grid*, é proveniente da composição da rede elétrica com a geração dos SSFV de 100 kW e de 400 kW, junto a um inversor de 500 kW. O investimento inicial para a alternativa escolhida é de R\$ 1,49 milhões com um NPC ao final dos 25 anos de 188 milhões.

A segunda melhor alternativa leva em consideração a mesma configuração da primeira, porém acrescenta o uso de baterias para armazenamento de energia elétrica. No entanto, devido ao alto custo de investimento das baterias, eleva o valor de capital inicial. Na Tabela 28 pode-se observar a comparação das duas melhores opções.

Tabela 28 - Comparação entre as melhores opções propostas pelo Homer

<b>Parâmetros</b>	<b>2 SSFV</b>	<b>2 SSFV + Baterias</b>
NPC (R\$)	188 Mi	188 Mi
C.I. (R\$)	1,49 Mi	1,76 Mi
T.R. (anos)	3,9	4,5
Economia Fatura (R\$)	4,92 Mi	5,04 Mi
ROI (%)	21	17
IRR (%)	25	22

Fonte: Autor.

Percebe-se na comparação entre os casos avaliados que o valor de NPC é o mesmo em ambos os casos, gera um valor de R\$ 188 milhões, o capital inicial é maior quando considerado o sistema de armazenamento de energia por baterias e o tempo de retorno do investimento é maior para o sistema que possui um capital inicial mais elevado. Nota-se também que a economia com a fatura ao final do projeto é maior para o sistema que possui armazenamento de energia, no entanto, o ROI, assim como a IRR são maiores para o caso que considera somente os sistemas de geração. Com isso, define-se como melhor opção para esse caso as recargas sob o modo sem gerenciamento com (2 SSFV).

Na Tabela 29 pode observar a produção de energia elétrica gerada considerado a melhor opção.

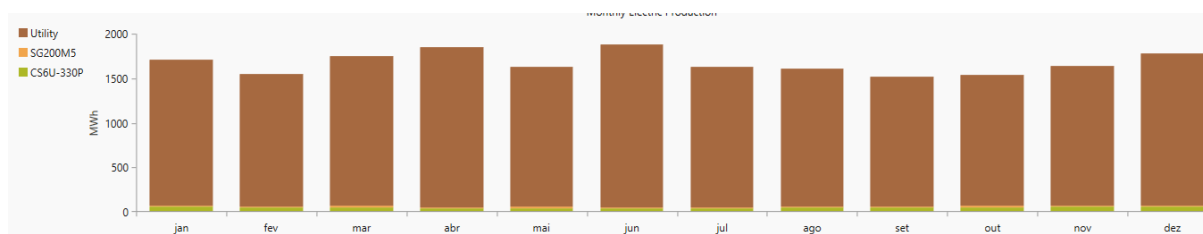
Tabela 29 - Produção total de energia elétrica dos 2 SSFV sem gerenciamento

<b>Produção Energia Elétrica</b>	<b>kWh/ano</b>	<b>%</b>
SSFV 100 KW	142.595,00	0,71
SSFV 400 kW	594.020,00	2,97
Rede	19.271.455,00	96,3
<b>Total</b>	<b>20.008.070,00</b>	<b>100</b>

Fonte: Autor.

Percebe-se que a rede é a maior responsável pelo atendimento à demanda de energia da instituição com cerca de 96,3%, sendo que a geração solar corresponde a 3,7% do total, conforme pode-se visualizar na Figura 50.

Figura 50 - Geração energia elétrica sob o modo sem gerenciamento



Fonte: Autor.

Ao comparar o cenário 4 com o cenário 3, nota-se que houve um aumento do fornecimento de energia elétrica por parte da rede, sendo que o montante de energia elétrica fornecida pela rede no cenário 3 é de 18.052.950,00 kWh/ano e para o cenário 4 é 19.271.455,00 kWh/ano, isso se deve ao acréscimo de 100% da frota elétrica neste cenário. Já em relação a produção por parte das fontes renováveis consideradas, a produção é a mesma, visto que, não foram alteradas as configurações dos sistemas de geração.

O consumo anual de energia elétrica da instituição para esse cenário é o mesmo apresentado no item 6.2.1 do cenário 1, assim como para o perfil de consumo anual de energia elétrica da frota total e o consumo de energia elétrica de cada EC, considerada na frota avaliada. Isso se deve ao fato de pertencer ao mesmo perfil de recarga da frota total e em ambos os casos sob o modo de carregamento sem gerenciamento.

#### 6.4.2 Cenário 4 - Frota total com gerenciamento

Considerando as recargas com as ECs gerenciáveis para esse cenário, pode-se observar os resultados obtidos na simulação na Figura 51.

Figura 51 - Resultados cenário 4 com gerenciamento

Export		Optimization Results									
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.											
Architecture								Cost			
		SG200M5 (kW)	CS6U-330P (kW)	NEC185	Sch500 (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)		
		100	400		500	R\$ 179M	R\$ 0,739	R\$ 13,7M	R\$ 1,49M		
		100	400	2	500	R\$ 179M	R\$ 0,740	R\$ 13,7M	R\$ 1,76M		
			400		500	R\$ 180M	R\$ 0,743	R\$ 13,8M	R\$ 1,49M		
			400	2	500	R\$ 180M	R\$ 0,744	R\$ 13,8M	R\$ 1,76M		
		100			500	R\$ 182M	R\$ 0,751	R\$ 14,0M	R\$ 400.000		

Fonte: Autor.

Para esse caso, o *Homer Grid* definiu a mesma opção considerada no modo de recargas sem gerenciamento. No entanto, com a otimização das recargas realizada pelo *software* demonstra variações de alguns parâmetros: NPC com valor de R\$ 179 milhões, custo de operação em R\$ 13,7 milhões.

Na Tabela 30 pode observar a produção de energia elétrica gerada considerado a melhor opção.

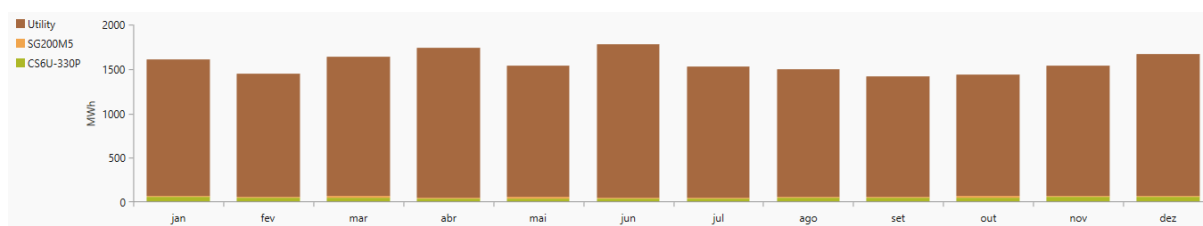
Tabela 30 - Produção total de energia elétrica dos 2 SSFV com gerenciamento

Produção Energia Elétrica	kWh/ano	%
SSFV 100 kW	142.595,00	0,76
SSFV 400 kW	594.020,00	3,16
Rede	18.052.950,00	96,1
<b>Total</b>	<b>18.789.565,00</b>	<b>100</b>

Fonte: Autor.

Percebe-se que a rede é a maior responsável pelo atendimento à demanda de energia da instituição com cerca de 96,1%, sendo que a geração solar corresponde a 3,92% do total, conforme pode-se visualizar na Figura 52.

Figura 52 - Geração energia elétrica sob o modo com gerenciamento



Fonte: Autor.

Ao comparar o cenário 4 com o cenário 3 sob o modo com gerenciamento, nota-se que houve um aumento do fornecimento de energia elétrica por parte da rede, sendo que o montante de energia elétrica fornecida pela rede no cenário 3 é de 17.511,57 MWh/ano e para o cenário 4 é 18.052,95 MWh/ano, isso se deve ao acréscimo de 100% da frota elétrica neste cenário. Já em relação a produção por parte das fontes renováveis consideradas, a produção é a mesma, visto que, não foram alteradas as configurações dos sistemas de geração nestes cenários.

O consumo anual de energia elétrica da instituição para esse cenário é o mesmo apresentado no item 6.2.2 do cenário 1, assim como para o perfil de consumo anual de energia elétrica da frota parcial e o consumo de energia elétrica de cada EC, considerada na frota avaliada. Isso se deve ao fato de pertencer ao mesmo perfil de recarga da frota total e em ambos os casos sob o modo de carregamento com gerenciamento.

Ao realizar um comparativo entre os modos de recargas considerados para este cenário, nota-se que o modo com gerenciamento se apresenta como a melhor opção. Na Tabela 31 pode observar um comparativo entre os modos de recargas considerados neste estudo.

Tabela 31 - Comparativo entre modos de recargas no cenário 4

<b>Parâmetro</b>	<b>Sem Gerenciamento</b>	<b>Com Gerenciamento</b>
Consumo de Energia VEs (MWh/ano)	3.883,41	2.664,82
NPC (R\$)	188 Mi	179 Mi
Produção de energia elétrica Rede (MWh/ano)	19.271,45	18.052,95
Custos com a fatura de energia (R\$/ano)	14.397.027,46	13.729.846,46

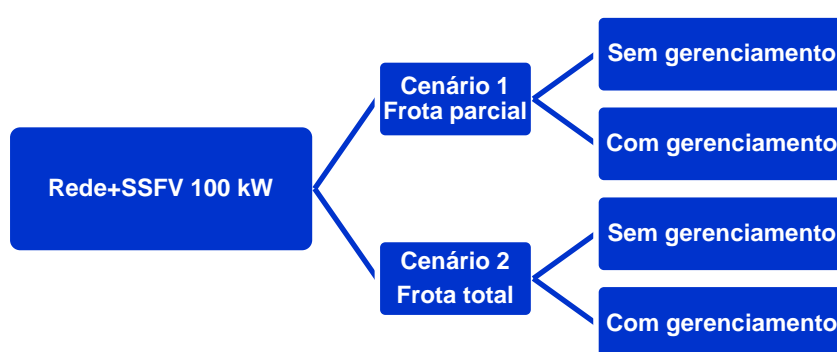
Fonte: Autor.

Comparando os modos de recarga, nota-se que o modo de recargas com gerenciamento, gera uma redução anual de consumo de energia elétrica de 1.218,59 MWh/ano e com isso, uma economia de custos com a fatura de energia elétrica de R\$ 667.181,00 ao ano. Com essas variações nota-se uma redução no valor de NPC, gerando uma diferença entre os modos comparados de R\$ 9 milhões ao final do projeto.

## 6.5. Discussão dos Resultados

Inicialmente, foram realizadas simulações, considerando o atual sistema de geração de energia solar fotovoltaica próprio da instituição de 100 kW, analisando a substituição parcial da frota e em seguida a substituição total da frota, cenários 1 e 2. Para esses cenários também foram analisados o impacto econômico sob o ponto de vista energético. Na Figura 53 pode-se observar o diagrama das análises desses cenários.

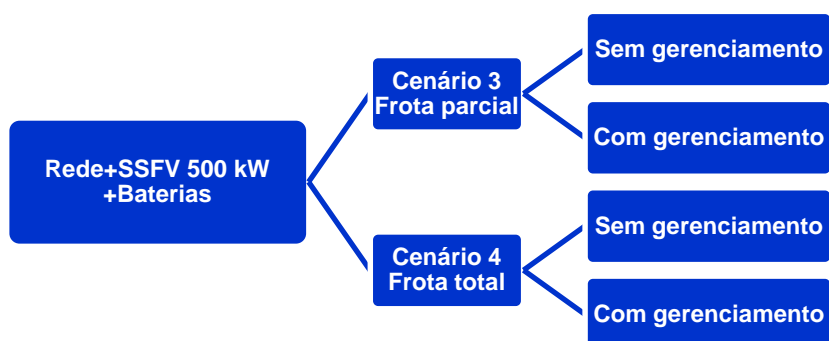
Figura 53 - Diagrama dos cenários 1 e 2



Fonte: Autor.

Em um segundo momento, considerou-se uma ampliação do sistema de geração solar fotovoltaica existente na instituição de 400 kW, totalizando assim um sistema de geração solar fotovoltaica de 500 kW e um sistema de armazenamento de energia elétrica por baterias. Para esses cenários também foram analisados o impacto econômico sob o ponto de vista energético, para a substituição parcial e total da frota a combustão por elétrica, cenários 3 e 4. Na Figura 54 pode-se observar o diagrama das análises desses cenários.

Figura 54 - Diagrama dos cenários 3 e 4



Fonte: Autor.

Ao realizar as simulações dos cenários propostos, obteve-se os resultados das melhores opções para cada caso avaliado. No quadro 30 pode-se observar um resumo com os principais resultados apresentados nos 4 cenários propostos.

Quadro 30 – Resumo dos melhores resultados finais das simulações

Cenários		Modos	C.I (R\$)	Consumo de energia VEs (MWh/ano)	NPC (R\$)	Custo anual fatura (R\$)	ROI (%)	IRR (%)	T.R. (anos)	
1	Rede+SSFV 100 kW	Frota parcial	Sem gerenciamento	0	2.145,62	178 Mi	13.751.575,55	0	0	0
			Com Gerenciamento	0	1.536,18	173 Mi	13.416.641,61			
2		Frota total	Sem gerenciamento	0	3.883,41	190 Mi	14.703.124,63	0	0	0
			Com Gerenciamento	0	2.664,82	181 Mi	14.035.943,63			
3	Rede+SSFV 500 kW	Frota parcial	Sem gerenciamento	1,49 Mi	2.145,62	175 Mi	13.433.527,66	21	26	3,8
			Com Gerenciamento	1,49 Mi	1.536,18	171 Mi	13.098.593,72			
4		Frota total	Sem gerenciamento	1,49 Mi	3.883,41	188 Mi	14.397.027,46	21	25	3,9
			Com Gerenciamento	1,49 Mi	2.664,82	179 Mi	13.729.846,46			

Fonte: Autor.

Ao analisar os resultados dos cenários 1 e 3 que analisam a substituição parcial da frota a combustão por elétrica, nota-se que existe uma diferença entre os modos de recargas com e sem gerenciamento, percebe-se um acréscimo no consumo de energia elétrica da instituição de 2.145,62 MWh/ano sob modo sem gerenciamento e sob o modo com gerenciamento o acréscimo de energia elétrica de 1.536,18 MWh/ano. Considerando os cenários 2 e 4 que avaliam a substituição total da frota elétrica da instituição analisada, também se percebe um aumento de consumo de energia elétrica da instituição de 3.883,41 MWh/ano para o modo sem gerenciamento e 2.664,82 MWh/ano para o modo com gerenciamento.

Ainda, observa-se que tanto na substituição da frota parcial quanto da frota total, o modo de recarga com gerenciamento apresenta um consumo de energia inferior quando comparado com o modo sem gerenciamento e consequentemente apresenta uma redução nos custos com a fatura de energia elétrica da instituição. Assim, ao analisar o NPC entre os modos e cenários propostos, percebe-se que sob o modo com gerenciamento sempre apresenta o valor de NPC menor, tornando-o sempre como a melhor opção em todos os casos. Isso deve-se ao fato de quanto



menor for o consumo de energia menor serão os custos totais da instituição, reduzindo assim os valores de NPC.

Entretanto, o modo de recargas com gerenciamento, considera recargas com maior flexibilidade para quando a carga é servida, caracterizando um perfil de carregamento flexível. Esse modo de recargas leva em consideração uma média de tempo para as recargas dos VEs conectados as ECs, isto significa que as recargas não serão completas e consideram um tempo menor de carregamento. Assim, as visitas dos VEs as ECs ocorrem com maior frequência para poder atender a demanda de circulação de uma frota. Dessa forma, para uma frota que necessita de recargas completas para os VEs poderem circular em distâncias maiores e distante dos pontos de recargas, esse modo de recarga atrapalha o andamento das atividades da frota.

Diante disso, o modo sob gerenciamento não é considerado como a melhor opção para atender a frota da instituição que possui um perfil de recargas com horários e tempo de recargas pré estabelecidos, isto é, recargas fixas. Então para atender o perfil de recargas, criado para a instituição, a melhor opção é sob o modo sem gerenciamento. No Quadro 31 pode-se observar os principais resultados das simulações propostas sob o modo de recargas sem gerenciamento que se aplica a instituição analisada.

Cenários		Modos	C.I (R\$)	Consumo de energia VEs (MWh/ano)	NPC (R\$)	Custo anual fatura (R\$)	ROI (%)	IRR (%)	T.R. (anos)	
Cenário 1	Rede+SSFV 100 kW	Frota parcial	Sem gerenciamento	0	1.586,97	174 Mi	13.461.294,00	0	0	0
Cenário 2		Frota total	Sem gerenciamento	0	3.886,43	191 Mi	14.741.539,55	0	0	0
Cenário 3	Rede+SSFV 500kW	Frota parcial	Sem gerenciamento	1,49 Mi	1.586,97	172 Mi	13.143.246,19	21,2	25,9	3,8
Cenário 4		Frota total	Sem gerenciamento	1,49 Mi	3.886,43	188 Mi	14.435.442,38	20,8	25,2	3,9

Fonte: Autor.

Considerando a substituição da frota parcial, ao analisar o cenário 1 percebe-se que gera um NPC de R\$178 milhões, observa-se também o tempo de retorno de investimento, a taxa interna de retorno e economia em relação aos investimentos são zero, isso ocorre, pois não foram considerados investimentos de capital inicial nesse cenário, visto que o sistema de geração solar fotovoltaico considerado já existe na instituição avaliada.

Ainda avaliando a frota parcial, agora no cenário 3, nota-se que houve um investimento de R\$ 1,49 milhões para a ampliação do novo sistema de geração solar fotovoltaica e com isso o tempo de retorno de investimento apresentado é de 3,8 anos,

a economia em relação ao investimento inicial é de 21,2 % e o percentual de retorno do investimento de 25,9% ao final do projeto, gerando uma economia durante a vida útil do projeto de R\$ 3.385.837,00.

Ao comparar os cenários 1 e 3, o cenário 3 apresenta um NPC de R\$ 175 milhões, enquanto que ao considerar o cenário 1, gera um NPC de R\$ 178 milhões. Nota-se que mesmo com um investimento de capital inicial de R\$ 1,49 milhões, o cenário 3 apresenta um NPC menor. Percebe-se também que ao comparar o custo anual com a fatura de energia elétrica, o cenário 3 apresenta um custo menor de R\$ 13.433.527,66, enquanto que no cenário 1 o custo é de R\$ 13.751.575,55. Assim, o cenário 3 quando comparado ao cenário 1, gera uma economia anual com a fatura de energia elétrica de R\$ 318.047,89. Diante disso, se conclui que o cenário que traz o melhor resultado econômico para substituição da frota parcial é o cenário 3, que considera um sistema de geração solar fotovoltaica com um total de 500 kW de potência instalada.

Para os cenários 2 e 4 que analisam a substituição total da frota a combustão por elétrica. Nota-se que houve um aumento no consumo de energia elétrica quando comparado com a substituição parcial da frota que passou de 2.145,62 MWh/ano para 3.883,41 MWh/ano na frota total, obviamente, isso se deve ao fato de considerar apenas 50% da frota da instituição na substituição parcial. Em relação aos valores de NPC, percebe-se no cenário 4 que considera a inserção de um novo sistema de geração solar fotovoltaica, um valor de NPC de R\$ 188 milhões, inferior ao NPC gerado pelo cenário 2 de R\$ 190 milhões que considera apenas o SSFV já existente na instituição. Ainda no cenário 2, observa-se que o tempo de retorno de investimento, a taxa interna de retorno e economia em relação aos investimentos são zero, isso se deve ao fato de que, não foram considerados investimentos de capital inicial, nesse cenário, visto que o sistema de geração solar fotovoltaico considerado já existe na instituição avaliada. Já para o cenário 4, observa-se que o tempo de retorno do investimento é de 3,9 anos, a economia em relação ao investimento inicial é de 20,8 % e o percentual de retorno do investimento de 25,2% ao final do projeto, gerando uma economia durante a vida útil do projeto de R\$ 3.289.363,00.

Percebe-se também que ao comparar o custo anual com a fatura de energia elétrica, o cenário 4 apresenta um custo menor de R\$ 14.397.027,46, enquanto que no cenário 2 o custo é de R\$ 14.703.124,63. Assim, o cenário 4 quando comparado

ao cenário 2, gera uma economia anual com a fatura de energia elétrica de R\$ 306.097,17. Portanto, a melhor opção para a substituição total da frota é a proposta no cenário 4, que mesmo investindo um capital inicial de cerca de R\$ 1,49 milhões apresenta-se como a opção que gera o menor custo e conseqüentemente o melhor resultado econômico para a instituição.

## **7. CONSIDERAÇÕES FINAIS**

### **7.1. Conclusões**

Este trabalho apresentou o desenvolvimento de uma metodologia para a criação de perfis de recargas de frotas de veículos elétricos direcionada à instituições públicas de forma a contribuir com o planejamento da substituição gradual de veículos a combustão por elétricos. A metodologia foi aplicada considerando os dados de uma universidade pública no Estado do RS, onde se buscou avaliar o impacto econômico sob o ponto de vista energético, levando em consideração a substituição parcial e total da frota de transportes a combustão por uma frota elétrica. A metodologia considerou a presença de geração solar fotovoltaica existente na instituição avaliada de 100 kW de potência e também considerando a ampliação futura, inserindo um novo sistema de geração solar fotovoltaica de 400 kW de potência.

Ao aplicar a metodologia desenvolvida, percebe-se a importância de se ter um procedimento estabelecido para as recargas, com horários de carregamento bem alinhados, pois caso contrário pode-se sobrecarregar o sistema elétrico em determinado período. Com isso, causar um impacto econômico na fatura de energia da instituição, visto que a análise econômica é baseada no perfil tarifário adotado pela instituição analisada, que por sua vez, apresenta custos mais elevados nos períodos de ponta. Dessa forma, o método desenvolvido vai impactar nos procedimentos de uso dos VE e das recargas dos mesmos. Neste contexto é importante salientar a importância de realizar um levantamento referente ao rastreamento das rotas dos VEs que compõem a frota, para assim certificar-se de que o perfil aplicado à instituição não vai atrapalhar o andamento das atividades do setor de transportes.

Através da aplicação da metodologia proposta no desenvolvimento prático deste estudo, baseado nos cenários propostos, levando em consideração a substituição parcial da frota da instituição, conclui-se que, para atender a demanda de recargas da frota parcial, são necessárias 20 ECS, sendo: 3 ECs de carregamento rápido em CC de 50 kW de potência; 1 EC de carregamento semi-rápida em CA de 43 kW; 1 EC de carregamento semi-rápida em CA de 22 kW; 3 ECs em CA com dois conectores de 44 kW cada EC, totalizando 88 kW e 12 ECs de carregamento lento de 7,4 kW de potência. A melhor opção econômica apresentada para a substituição

parcial da frota na instituição pública de ensino analisada é o cenário 3, que possui um SSFV de 100 kW associado a projeção do novo sistema de geração solar fotovoltaico de 400 kW, que apresenta um NPC de R\$ 175 milhões ao final do projeto e quando comparado com o cenário 1, gera uma economia anual na fatura de energia elétrica de R\$ 318.047,89 e ao final do projeto gera uma economia de R\$ 3.385.837,00.

Ao analisar a substituição total da frota a combustão por elétrica, conclui-se que são necessárias 40 estações de carregamento, sendo 7 ECs rápido em CC de 50 kW potência, 1 EC de carregamento semi-rápida em CA de 43 kW, 6 ECs em CA com dois conectores de 44 kW, totalizando 88 kW cada EC, 1 ECs de semi-rápida em CA de 22 kW de potência e 25 ECs lentas em CA de 7,4 kW de potência, para atender a demanda de circulação da frota total da Instituição. O cenário que apresenta os melhores resultados é o cenário 4, que gera um NPC de R\$ 188 milhões ao final do projeto e uma economia anual com a fatura de energia elétrica de R\$ 306.097,17 quando comparado ao cenário 2 e ao final do projeto gera uma economia de R\$ 3.289.363,00.

Percebe-se que em ambos os casos a melhor opção é composta pelo sistema de geração solar fotovoltaica com maior potencial de geração de energia elétrica. Portanto, mesmo com o direcionamento de recargas para o período da noite, também existem recargas durante o período do dia, assim o sistema de geração solar fotovoltaica auxilia diretamente no atendimento da demanda de energia elétrica no momento em que está sendo gerada.

Dessa forma, a associação da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis é consideravelmente favorável à inserção dos VEs, sendo que as opções mais atrativas financeiramente, apresentadas neste estudo, estão diretamente relacionadas ao uso e incremento de geração solar fotovoltaica ao sistema, assim novos avanços podem ser realizados nesta linha, reduzindo ainda mais os custos com abastecimento da frota elétrica.

Ainda é importante salientar, que conforme demonstrado nos resultados deste estudo, a inserção de uma frota elétrica em uma instituição pública, gera um crescimento na demanda por energia elétrica e com o crescimento da inserção de novos VEs, impulsionado pela tendência crescente de mobilidade elétrica, mesmo que gradativa, é de suma importância um bom planejamento energético a curto, médio e

longo prazo, para que a demanda seja atendida, sem prejudicar o fornecimento e qualidade de energia, ou mesmo impactar nas tarifas. Assim a mobilidade elétrica se apresenta como um grande motivador e incentivador de novos modelos de negócios, gerando novas oportunidades de crescimento e modernização da infraestrutura do sistema elétrico como um todo, assim como, no desenvolvimento da infraestrutura de carregamento de VEs e além de reduzir os índices de gases de efeito estufa, gera oportunidades de desenvolvimento econômico e social.

## 7.2. Trabalhos Futuros

Como sugestões de trabalhos futuros, se apontam:

- (1) Desenvolver modelos de negócio com o objetivo de utilizar as estações de recarga para comercializar energia, nas recargas de VEs de alunos, professores e visitantes na instituição pública, visto que circula um grande número de pessoas na instituição diariamente, baseado no perfil de recarga desenvolvido na dissertação;
- (2) Estabelecer uma metodologia baseada em redes neurais de forma a otimizar as recargas com base em rotas e características da frota;
- (3) Criar novos perfis de recarga com o intuito de aproveitar melhor as estações de recargas propostas neste estudo, afim de gerar rentabilidade para a instituição a partir das recargas de terceiros aproveitando os sistemas de GD existentes;
- (4) Realizar um estudo da viabilidade técnica e econômica para a instalação das estações de recargas propostas.
- (5) Realizar um estudo para identificar quais são as rotas realizadas pela a frota da instituição, para assim poder definir as recargas de forma que não afete o andamento normal das atividades.

## 7.3. Trabalhos publicados em anais de eventos (completo).

DALLEPIANE, P. G.; CANHA L. N.; NADAL, Z. I.; BERHORST, N. L.; **ZAUZA, S.**; THOMÉ, B. **Segurança e Sustentabilidade Energética na Substituição de Veículos a Combustão por Elétricos e Instituições Públicas**. SBSE 2020 - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. ISBN: 978-65-992540-0-0  
Data/Local: 09 a 11 de setembro de 2020. ONLINE.

**ZAUZA, S.; DALLEPIANE, P. G.; RODRIGUES, M. F.; DANIELSSON, G. H.; CANHA, L. N. Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica a partir da Inserção de Geração Distribuída na Rede Elétrica.** SIEF 2020 – Semana Internacional de Engenharia e Economia FAHOR. ISSN: 2526-2769. Data/Local: 07 a 09 de outubro de 2020. ONLINE.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, 19 abril. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, 02 dez. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, 15 set. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa n 819, de 19 de Junho de 2018. Estabelece os Procedimentos e as Condições para a Realização de Atividades de Recarga de Veículos Elétricos. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 21 jan. 2021. Disponível em:<[https://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/28737289/do1-2018-07-05-resolucao-normativa-n-819-de-19-de-junho-de-2018-28737273](https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/28737289/do1-2018-07-05-resolucao-normativa-n-819-de-19-de-junho-de-2018-28737273)>. Acesso em: 21 jan. 2021.

ABVE. In: Associação Brasileira de Veículo Elétrico. **Eletrificados batem novo Recorde no Brasil**. Disponível em:< <http://www.abve.org.br/eletrificados-batem-novo-recorde-no-brasil/#:~:text=De%20janeiro%20a%20outubro%20de,total%20foi%20de%203.970%20unidades.>>. Acesso em: 18 jan. 2021.

ANEEL. In: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifa Branca**. Disponível em:<<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em 24 jan. 2021.

ANEEL. In: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Entendendo a Tarifa**. Disponível em:<[https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset\\_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800](https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800)>. Acesso em:24 jan. 2021.

ANEEL. In: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimento de Regulação Tarifária - PRORET**. Disponível em:<<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em:24 jan. 2021.



ANEEL. In: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo2\\_Revis%C3%A3o7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo2_Revis%C3%A3o7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5)>. Acesso em: 23 jan. 2021.

ANEEL. In: AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Iluminação Pública**. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/destaques-consumidor/-/asset\\_publisher/kM1X2uTBr6qH/content/iluminacao-publica/655804](https://www.aneel.gov.br/destaques-consumidor/-/asset_publisher/kM1X2uTBr6qH/content/iluminacao-publica/655804)>. Acesso em: 24 jan. 2021.

ANDERSEN, F. M; JACOBSEN, H. K; GUNKEL, P. A. Hourly charging profiles for electric vehicles and their effect on the aggregated. In: **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**. [S. l], Volume 130, 2021.

ASSEBLEIA LEGISLATIVA RS. In: Assembleia Legislativa do Estado do Rio Grande do Sul. **Decreto Nº 52.964/2016**. Disponível em: <<http://www.al.rs.gov.br/filerepository/repLegis/arquivos/DEC%2052.964.pdf>>. Acesso em: 24 jan. 2021.

AZZOLIN, H. N. **Mapeamento e Priorização de Fontes de Geração Distribuída como suporte ao Novo Planejamento da Distribuição**. Dissertação para Mestrado. Universidade Federal de Santa Maria - UFSM. Santa Maria- RS, 2015.

BARASSA, E. **A Construção de uma Agenda para a Eletromobilidade no Brasil: Competências Tecnológicas e Governança**. Tese (Doutorado). Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP. Campinas – SP, 2019.

BARASSA, E; CRUZ, R. F; MORAES, H. B. **1º Anuário Brasileiro da Mobilidade Elétrica**. 2021. Disponível em: <<https://www.pnme.org.br/biblioteca/1o-anuario-brasileiro-da-mobilidade-eletrica/>>. Acesso em: 03 mai. 2021.

BERMÚDEZ, L. T. **Transiciones Socio-Técnicas hacia una Movilidad de Bajo Carbono: Un análisis del Nicho de los Buses de Baja Emisión para el Caso de Brasil**. Tese (doutorado). Programa de pós-graduação em Política Científica e Tecnológica, IG/Unicamp. 2018.

BULLARD, N. A Etiqueta de **Preço de um Carro Elétrico Diminui Junto com Custo da Bateria**. 2019. Disponível em: <<https://www.bloomberg.com/opinion/articles/2019-04-12/electric-vehicle-battery-shrinks-and-so-does-the-total-cost>> Acesso em: 22 jan. 2021.

CESAR, J. **Brasil Ganha a 1º Rede de Recarga Ultrarrápida para Carros Elétricos**. Disponível em: <<https://insideevs.uol.com.br/news/450121/estacao-carregamento-rapido-carro-eletrico-brasil/>>. Acesso em: 20 jan. 2021.

CESAR, J. **Brasil Ganha Rede com 250 Estações de Recarga para Carros Elétricos**. Disponível em:< <https://insideevs.uol.com.br/news/461070/brasil-rede-250-estacoes-carregamento-carros-eletricos/>>. Acesso em: 20 jan. 2021.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA - CONFAZ. Convênio ICMS 157, de 18 de dezembro 2015. Dispõe sobre a adesão dos Estados de Acre, Alagoas, Minas Gerais<sup>1</sup>, Rio de Janeiro, e Rio Grande do Sul ao Convênio ICMS 16/15, que autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, 22 dez. 2015.

CONSONI, F. L et al. **Estudo de Governança e Políticas Públicas para Veículos Elétricos - PROMOB-e**. Brasília, 2018.

DALLEPIANE, P.G. et al. Segurança e Sustentabilidade Energética na Substituição de Veículos Elétricos a Combustão por Elétricos em Instituições Públicas. In: **XII CBPE Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**, ONLINE 2020.

DOMINGUES, P. **Eletrovia da Copel Dobra Número de Recargas em 2020**. Disponível em:< <http://www.aen.pr.gov.br/modules/noticias/makepdf.php?storyid=110554>>. Acesso em: 21 jan. 2021.

ELECTRIC MOBILITY BRASIL. **Soluções de Infraestrutura de Recarga para Veículos Elétricos e Híbridos Plug In**. Disponível em:< <http://electricmobilitybrasil.com/hv-175-hv-350/>>. Acesso em: 19 jan. 2021.

EPE. In: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Disponível em:< <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2021.

EPE. In: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2020**. Disponível em:< [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019\\_Final.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf)>. Acesso em: 24 jan. 2021.

FERREIRA, de O. E. P. **Integração e Controle de Dispositivos de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição de Baixa Tensão**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores). Universidade do Porto, 2015.

GRASSI, F; RECH, C. Estudo Normativo de Sistemas de Recarga Condutiva Modo 2 Para Veículos Elétricos. In: **SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL – SEPOC**, 2019, Santa Maria. Disponível em:<<http://sepoc2019.ct.ufrn.br/sepoc2019/images/arquivos/papers/track12/59.-ESTUDO-NORMATIVO-DE-SISTEMAS-DERECARGA-CONDUTIVA-MODO-2-PARA-VEICULOS-ELTRICOS.pdf>>. Acesso em: 18 jan. 2021.

HOMER GRID. **Reduza de Forma Inteligente as Cargas de Demanda com Grade HOMER**. Disponível em:<<https://www.homerenergy.com/company/index.html>>. Acesso em: 25 jan. 2021.

IEA. In: International Energy Agency. **Global EV Outlook 2020**. Disponível em:<<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020#the-global-electric-vehicle-fleet-expanded-significantly-over-the-last-decade-underpinned-by-supportive-policies-and-technology-advances>>. Acesso em: 18 jan. 2021.

IEC – International Electrotechnical Commission. **Electric Vehicle Conductive Charging System – Part.1: General Requirements**. Brussels: European Committee for Electrotechnical Standardization, 2017.

IRENA. In: International Renewable Energy Agency. **Emprego de Energia Renovável por País**. Disponível em:<<https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Benefits/Renewable-Energy-Employment-by-Country>>. Acesso em: 17 jan. 2021.

LOPES, dos S. J. F. **Utilização de Baterias de Íons de Lítio em Sistemas de Armazenamento de Energia**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica). Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2016.

MENA, M. R. **Análise de Veículos Elétricos a Bateria no Brasil: Uma Abordagem Swot**. 2020. Dissertação (Mestrado em Ciências). Universidade de São Paulo, 2020.

MICHELINI, A. **Baterias Recarregáveis para Equipamentos Portáteis**. Primeira Edição, Editora STA. Cotia, São Paulo, Brasil, 2017.

MILKE, T. F. et al. Redes neurais artificiais aplicadas como metodologia de previsão de demanda e controle da energia elétrica contratada no mercado para um sistema de distribuição. **XI CBPE Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**, Cuiabá - MT, 2018.

MILKE, T.F. **Metodologia para Previsão de Carga no Horizonte de Curto Prazo Utilizando Redes Neurais**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Maria – UFSM, Santa Maria – RS, 2019.

MME. In: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Energia 2050**. Disponível em:<<https://static.poder360.com.br/2020/12/PNE2050.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2021.

NAVARRO, D. A. J. et al. Design of an Electric Vehicle Fast-charging Station With Integration of Renewable Energy and Storage Systems. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 105, p. 46-58, 2019.

NOVAIS, B. R. C. **Mobilidade Elétrica: Desafios e Oportunidades**. Disponível em: <[https://www.fgv.br/fgvenergia/celso\\_novais\\_mobilidade\\_eletrica/files/assets/common/downloads/celso%20novais\\_mobilidade%20eletrica.pdf](https://www.fgv.br/fgvenergia/celso_novais_mobilidade_eletrica/files/assets/common/downloads/celso%20novais_mobilidade%20eletrica.pdf)>. Acesso em 17 jan. 2021.

PINTO, E. C. **Baterias de Íons de Lítio-Perspectivas e Desafios**. Disponível em: <<https://www.cetem.gov.br/images/eventos/2018/iii-litio-brasil/apresentacoes/baterias-ion-litio-perspectivas-desafios.pdf>> Acesso em: 22 jan. 2021.

PIRES, C. L. et al. Previsão de Carga para Curtíssimo Prazo Considerando a Influência das Variáveis Climáticas. **VI SBSE Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, Natal, 2016.

PLUGSHARE. Disponível em: < <https://www.plugshare.com/>>. Acesso em 20 jan. 2021.

RÍOS, R. et al. Use of electric vehicles to achieve sustainable development goals in countries with surpluses of hydroelectricity: case of Paraguay. **IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronic Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)**. Valparaíso-Chile, pp. 1-6, out. 2019.

RODRIGUES, M. F. **Novo Conjunto de Indicadores de Desempenho Operacional para Redes Elétricas Inteligentes por Meio da Lógica Fuzzy**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Maria, 2020.

ROMERO, C. et al. “**Distributed generation: The definitive boost for renewable energy in Spain**”. *Renewable Energy*. Vol 53. Jan 2013. p. 354-364.

SIQUEIRA, C. **Como a Instalação de Estações e Pontos de Recargas de Veículos Elétricos Deve ser Feita?**. Disponível em: <<https://omsengenharia.com.br/blog/estacao-de-recarga-de-veiculos-eletricos/>>. Acesso em: 19 jan. 2021.

SILVA, E. R. **Avaliação do Carregamento e do Comportamento Térmico de Transformadores de Distribuição Através da Aplicação do Método de Estimação de Estados**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Maria – UFSM, Santa Maria – RS, 2019.

SLOWIK, P; et Al. **International Evaluation of Public Policies for Electromobility in Urban Fleets**. [S.l], p. 89, 2018.

UGARTE, L.F; et al. Living Lab for Electric Mobility in the Public Transportation System of the University of Campinas **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference – Latin America (ISGT)**. [S.l], 2019.

VOLAN, T; VAZ, R. C; MALDONADO, U. M. Panorama do Estado Atual da Difusão de Veículos Elétricos no Brasil. In: **CONFERENCE: SIMPOI – FGV**, 2019, São Paulo. Disponível em:<  
[https://www.researchgate.net/publication/335492321\\_PANORAMA\\_DO\\_ESTADO\\_A\\_TUAL\\_DA\\_DIFUSAO\\_DE\\_VEICULOS\\_ELETRICOS\\_NO\\_BRASIL](https://www.researchgate.net/publication/335492321_PANORAMA_DO_ESTADO_A_TUAL_DA_DIFUSAO_DE_VEICULOS_ELETRICOS_NO_BRASIL)>. Acesso em 18 jan. 2021.

ZHANG, R; et al. **Novel Electronic Braking System Design for EVs on Constreined non Linear Hierarchical Control**. International Journal of Automotive Technology, Vol.18, p. 707-718. 2017.

WEG. **WEMOB Estação de Recargas para Veículos Elétricos**. Disponível em: <  
<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h2e/hff/WEG-estacoes-de-recarga-de-veiculos-eletricos-WEMOB-50094133-pt.pdf>>. Acesso em: 19 jan. 2021.

## ANEXO A - DADOS REAIS DE GERAÇÃO DO SSFV DA INSTITUIÇÃO

Dia	out-18 (kWh)	nov-18 (kWh)	dez-18 (kWh)	jan-19 (kWh)	fev-19 (kWh)	mar-19 (kWh)	abr-19 (kWh)	mai-19 (kWh)	jun-19 (kWh)	jul-19 (kWh)	ago-19 (kWh)	set-19 (kWh)	Total
1	453,96	476,35	483,53	409,18	417,62	624,82	536,75	391,10	70,72	145,22	292,80	413,31	
2	453,96	662,50	627,58	409,18	402,23	605,34	440,28	461,65	157,56	315,80	452,07	556,17	
3	453,96	142,61	687,21	409,18	410,17	599,30	368,15	191,04	204,83	425,29	467,06	543,74	
4	544,92	641,39	677,57	409,18	602,42	136,22	148,93	294,68	347,29	419,83	505,46	570,60	
5	659,26	674,53	662,17	409,18	663,43	408,53	199,03	103,62	400,50	414,68	487,04	491,97	
6	617,96	556,55	621,58	409,18	645,58	323,25	295,95	91,73	353,61	399,93	453,29	103,66	
7	549,75	373,77	688,07	238,64	604,52	463,06	193,27	197,52	325,85	439,43	413,18	67,18	
8	448,35	674,45	690,51	347,18	544,68	122,57	505,28	350,65	41,70	424,94	132,78	157,83	
9	214,86	608,00	533,17	114,30	464,64	102,78	540,27	202,12	243,67	316,39	89,34	322,94	
10	216,37	612,12	629,31	454,72	312,44	481,65	515,49	80,38	229,79	340,02	142,87	163,45	
11	463,19	482,17	160,43	208,97	270,57	601,59	307,51	187,26	335,78	380,63	427,23	37,44	
12	177,07	456,47	363,51	234,95	287,39	129,97	335,83	191,07	182,85	177,80	41,41	199,68	
13	233,52	109,28	353,54	537,50	613,19	417,48	374,24	84,25	289,86	38,83	468,99	278,25	
14	293,89	539,66	198,64	374,35	536,70	521,00	363,11	282,32	247,51	23,68	532,65	163,47	
15	130,82	670,60	286,11	510,00	148,98	606,45	382,57	167,54	271,64	418,46	496,11	394,84	
16	625,97	682,64	553,17	313,56	546,77	423,30	102,54	397,61	135,16	436,86	396,64	129,87	
17	361,21	54,26	339,23	80,80	626,43	155,81	441,84	449,87	246,89	405,99	405,93	84,96	
18	328,76	330,83	468,76	147,99	581,48	340,24	427,26	399,74	299,48	332,41	327,39	378,00	
19	414,52	717,54	282,70	346,79	586,76	454,12	486,08	334,52	407,96	165,48	526,45	445,30	
20	681,30	684,35	468,76	453,66	611,92	321,13	196,11	279,33	403,42	389,11	514,78	472,42	
21	676,90	653,48	292,73	465,45	606,61	609,97	78,18	98,18	283,41	349,41	485,44	556,02	
22	543,66	623,74	627,38	637,68	568,55	547,72	389,28	51,31	348,33	29,59	366,72	533,29	
23	441,50	154,19	622,11	386,39	521,51	535,66	377,88	216,50	370,62	19,65	340,11	498,66	
24	644,33	472,84	313,62	571,51	201,98	568,49	402,95	91,79	317,21	24,53	502,96	524,80	
25	616,70	685,48	468,76	643,59	90,37	601,95	66,63	388,89	101,52	53,61	482,83	527,15	
26	343,80	676,86	468,76	472,03	482,16	436,32	212,69	328,98	410,61	140,65	127,52	514,62	
27	466,58	411,21	468,76	594,40	638,18	336,70	48,96	163,42	224,26	141,79	496,12	514,92	
28	632,15	392,27	315,43	592,34	628,21	484,33	371,76	69,51	169,65	451,74	466,87	513,48	
29	642,28	572,40	631,28	605,64		498,98	468,15	328,89	341,01	165,90	459,79	524,01	
30	573,90	473,13	293,49	520,47		79,39	363,12	23,97	40,67	105,74	334,38	405,69	
31	167,37		690,51	376,65		324,28		69,28		445,04	110,53		
<b>Total Ger:</b>	<b>14.072,77</b>	<b>15.265,67</b>	<b>14.968,38</b>	<b>12.684,64</b>	<b>13.615,49</b>	<b>12.862,40</b>	<b>9.940,09</b>	<b>6.968,72</b>	<b>7.803,36</b>	<b>8.338,43</b>	<b>11.746,74</b>	<b>11.087,72</b>	<b>139.354,41</b>









































































































































































## APÊNDICE E - DADOS DAS ECs SEM GERENCIAMENTO – FROTA PARCIAL

### EC de 43 kW – Frota Parcial

Name:

Charger output power (kW):

Number of chargers:

Users queue if all chargers are in use

Scaled Avg Sessions/day:  2

### VEs considerados para essa EC

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Duração da Recarga (min)
Nissan - Leaf	47,19	6,6	305,45
Chevrolet - Bolt	3,30	7,4	431,37
JAC iEV40 - 2º dia	9,9	6,6	193,25
JAC iEV40 - 3º dia	38,61	6,6	298,27
Renault Zoe - 3º dia	20,79	22	86,74
Renault Zoe - 4º dia	13,30	22	120,26

### EC de 88 kW – Frota Parcial

Name:

Charger output power (kW):

Number of chargers:

Users queue if all chargers are in use

Scaled Avg Sessions/day:  2

### VEs considerados para essa EC

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Duração da Recarga (min)
Ônibus - BYD 1º recarga	35	80	204,12
Ônibus - BYD 2º recarga	35	80	171,51
Micro-ônibus - BYD 1º recarga	15	80	102,06
Micro-ônibus - BYD 2º recarga	15	80	26,73

## EC de 22 kW – Frota Parcial

Name:

Charger output power (kW):

Number of chargers:

Users queue if all chargers are in use

Scaled Avg Sessions/day:  2

## VEs considerados para essa EC

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Duração da Recarga (min)
Van - BYD	54,37	7	359,14
Nissan - Leaf	22,81	6,6	305,45
Renault Zoe - 3º dia	12,55	22	86,74
Renault Zoe - 4º dia	6,46	22	120,26
Chevrolet - Bold	3,80	7,4	431,57

## EC de 7,4 kW – Frota Parcial

Name:

Charger output power (kW):

Number of chargers:

Users queue if all chargers are in use

Scaled Avg Sessions/day:  2

## VEs considerados para essa EC

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Duração da Recarga (min)
Caminhão - JAC	19,47	6	599,49
Caminhonete - JAC	31,95	7,4	445,63
Nissan - Leaf	27,76	6,6	305,45
Chevrolet - Bold	3,88	7,4	431,57
Van - BYD	9,36	7	359,14
JAC iEV40 - 2º dia	4,59	6,6	193,25
JAC iEV40 - 3º dia	3	6,6	298,27

## APÊNDICE F - DADOS DAS ECs COM GERENCIAMENTO – FROTA PARCIAL

### EC de 43 kW – Frota Parcial

Name:

Charger output power (kW):

Mean time connected (hr):

Number of chargers:

Scaled Avg Sessions/day:  2

### VEs considerados para essa EC

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Energia Requerida/VE (kW)
Nissan - Leaf	47,19	6,6	33,60
Chevrolet - Bolt	3,30	7,4	53,23
JAC iEV40 - 2° dia	9,9	6,6	21,26
JAC iEV40 - 3° dia	38,61	6,6	32,81
Renault Zoe - 3° dia	20,79	22	31,81
Renault Zoe - 4° dia	13,20	22	44,09

### EC de 88 kW – Frota Parcial

Name:

Charger output power (kW):

Mean time connected (hr):

Number of chargers:

Scaled Avg Sessions/day:  2

### VEs considerados para essa EC

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Energia Requerida/VE (kW)
Ônibus - BYD 1° recarga	35	80	272,16
Ônibus - BYD 2° recarga	35	80	228,67
Micro-ônibus - BYD 1° recarga	15	80	136,08
Micro-ônibus - BYD 2° recarga	15	80	35,63

## EC de 22 kW – Frota Parcial

Name:

Charger output power (kW):

Mean time connected (hr):

Number of chargers:

Scaled Avg Sessions/day:  2

## VEs considerados para essa EC

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Energia Requerida/VE (kW)
Van - BYD	54,37	7	41,90
Nissan - Leaf	22,81	6,6	33,60
Renault Zoe - 3° dia	12,55	22	31,81
Renault Zoe - 4° dia	6,46	22	44,09
Chevrolet - Bold	3,80	7,4	53,23

## ECs 7,4 kW – Frota Parcial

Name:

Charger output power (kW):

Mean time connected (hr):

Number of chargers:

Scaled Avg Sessions/day:  2

## VEs considerados para essas ECs

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Energia Requerida/VE (kW)
Caminhão - JAC	19,47	6	59,95
Caminhonete - JAC	31,95	7,4	54,96
Nissan - Leaf	27,76	6,6	33,60
Chevrolet - Bold	3,88	7,4	53,23
Van - BYD	9,36	7	41,90
JAC iEV40 - 2° dia	4,59	6,6	21,26
JAC iEV40 - 3° dia	3	6,6	23,81

## APÊNDICE G - DADOS DAS ECs SEM GERENCIAMENTO – FROTA TOTAL

### ECs de 50 kW – Frota Total

Name:

Charger output power (kW):

Number of chargers:

Users queue if all chargers are in use

Scaled Avg Sessions/day:  2

### VEs considerados para essas ECs

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Duração da Recarga (min)
Van - BYD	18,52	30	39,11
Caminhão JAC - 1° recarga	22,22	40	91,45
Caminhão JAC - 2° recarga	22,22	40	61,01
Caminhonete - JAC	37,04	40	22,03

### ECs de 43 kW – Frota Total

Name:

Charger output power (kW):

Number of chargers:

Users queue if all chargers are in use

Scaled Avg Sessions/day:  2

### VEs considerados para essas ECs

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Duração da Recarga (min)
Nissan - Leaf	51,35	6,6	305,45
Renault Zoe - 2° dia	12,70	22	53,23
Renault Zoe - 3° dia	17,84	22	86,74
Renault Zoe - 4° dia	17,84	22	120,26

## EC de 88 kW – Frota Total

Name:

Charger output power (kW):

Number of chargers:

Users queue if all chargers are in use

Scaled Avg Sessions/day:  2

## VEs considerados para essas ECs

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Duração da Recarga (min)
Ônibus - BYD 1° recarga	34,52	80	204,12
Ônibus - BYD 2° recarga	34,52	80	171,51
Micro-ônibus - BYD 1° recarga	14,79	80	102,06
Micro-ônibus - BYD 2° recarga	14,79	80	26,73
JAC iEV40 - 2° dia	0,15	6,6	193,25
Renault Zoe - 2° dia	0,49	22	53,23
Renault Zoe - 4° dia	0,74	22	120,26

## ECs de 22 kW – Frota Total

Name:

Charger output power (kW):

Number of chargers:

Users queue if all chargers are in use

Scaled Avg Sessions/day:  2

## VEs considerados para essas ECs

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Duração da Recarga (min)
Van - BYD	34,35	7	359,14
Nissan - Leaf	30,4	6,6	305,45
Renault Zoe - 2° dia	18,24	22	53,23
Renault Zoe - 3° dia	10	22	86,74
Renault Zoe - 4° dia	7	22	120,26

## ECs de 7,4 kW – Frota Total

Name:

Charger output power (kW):

Number of chargers:

Users queue if all chargers are in use

Scaled Avg Sessions/day:  2

## VEs considerados para essas ECs

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Duração da Recarga (min)
Van - BYD	11,62	7	359,14
Nissan - Leaf	28,66	6,6	305,45
Caminhonete - JAC	29,06	7,4	445,63
Caminhão - JAC	17,70	6	599,49
JAC iEV40 - 2º dia	5,27	6,6	193,25
JAC iEV40 - 3º dia	3,37	6,6	298,27
Chevrolet - Bold	4,32	7,4	431,57

## APÊNDICE H - DADOS DAS ECs COM GERENCIAMENTO – FROTA TOTAL

### ECs com gerenciamento de 50 kW – Frota Total

Name:

Charger output power (kW):

Mean time connected (hr):

Number of chargers:

Scaled Avg Sessions/day:  2

### VEs considerados para essas ECs

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Energia Requerida/VE (kW)
Van - BYD	18,52	30	19,56
Caminhão JAC - 1° recarga	22,22	40	61,01
Caminhão JAC - 2° recarga	22,22	40	40,67
Caminhonete - JAC	37,04	40	14,69

### ECs com gerenciamento de 43 kW – Frota Total

Name:

Charger output power (kW):

Mean time connected (hr):

Number of chargers:

Scaled Avg Sessions/day:  2

### VEs considerados para essa EC

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Energia Requerida/VE (kW)
Nissan - Leaf	51,35	6,6	33,60
Renault Zoe - 2° dia	12,70	22	19,52
Renault Zoe - 3° dia	17,84	22	31,81
Renault Zoe - 4° dia	17,84	22	44,09



## EC com gerenciamento de 88 kW – Frota Total

Name:

Charger output power (kW):

Mean time connected (hr):

Number of chargers:

Scaled Avg Sessions/day:  2

## VEs considerados para essa EC

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Energia Requerida/VE (kW)
Ônibus - BYD 1° recarga	34,52	80	272,16
Ônibus - BYD 2° recarga	34,52	80	228,67
Micro-ônibus - BYD 1° recarga	14,79	80	136,08
Micro-ônibus - BYD 2° recarga	14,79	80	35,63
JAC iEV40 - 2° dia	0,15	6,6	21,26
Renault Zoe - 2° dia	0,49	22	19,52
Renault Zoe - 3° dia	0,74	22	44,04

## ECs com gerenciamento de 22 kW – Frota Total

Name:

Charger output power (kW):

Mean time connected (hr):

Number of chargers:

Scaled Avg Sessions/day:  2

## VEs considerados para essa EC

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Energia Requerida/VE (kW)
Van - BYD	34,35	7	41,90
Nissan - Leaf	30,4	6,6	33,60
Renault Zoe - 2° dia	18,24	22	19,52
Renault Zoe - 3° dia	10	22	31,81
Renault Zoe - 4° dia	7	22	44,09

## ECs com gerenciamento de 7,4 kW – Frota Total

Name:

Charger output power (kW):

Mean time connected (hr):

Number of chargers:

Scaled Avg Sessions/day:  2

## VEs considerados para essa EC

Nome do VE	Proporção da Frota (%)	Max Potência de Carregamento (kW)	Energia Requerida/VE (kW)
Van - BYD	11,62	7	41,90
Nissan - Leaf	28,66	6,6	33,60
Caminhonete - JAC	29,06	7,4	54,96
Caminhão - JAC	17,70	6	59,95
JAC iEV40 - 2º dia	5,27	6,6	21,26
JAC iEV40 - 3º dia	3,37	6,6	32,81
Chevrolet - Bold	4,32	7,4	53,23