UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DAIANE SOARES CORRÊA

Análise de Viabilidade Técnica e Econômica para Implantação de um Eletroposto de Carga Rápida no Setor III da UFMS

Campo Grande, MS
30 de agosto de 2024

DAIANE SOARES CORRÊA

Análise de Viabilidade Técnica e Econômica para Implantação de um Eletroposto de Carga Rápida no Setor III da UFMS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Ruben Barros Godoy

Campo Grande, MS
2024

Análise de Viabilidade Técnica e Econômica para Implantação de um Eletroposto de Carga Rápida no Setor III da UFMS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

_____

Prof. Dr. Ruben Barros Godoy (Orientador)
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS)

_____

Prof. Dr. Edson Antonio Batista
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS)

_____

Prof. Dr. Tiago Henrique de Abreu Mateus
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS)

Campo Grande, MS
2024

Serviço Público Federal
Ministério da Educação
Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA MESTRADO

Aos trinta dias do mês de agosto do ano de dois mil e vinte e quatro, às oito horas, po videoconferência, reuniu-se a Banca Examinadora composta pelos membros: Ruben Barros Godoy (UFMS), Edson Antonio Batista (UFMS) e Tiago Henrique de Abreu Mateus (UFMS), sob a presidência do primeiro, para julgar o trabalho da aluna: DAIANE SOARES CORREA, CPF 02214354336, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Curso de Mestrado, da Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, apresentado sob o título "Análise de Viabilidade Técnica e Econômica para Implantação de um Eletroposto de Carga Rápida no Setor III da UFMS" e orientação de Ruben Barros Godoy. O presidente da Banca Examinadora declarou abertos os trabalhos e agradeceu a presença de todos os Membros. A seguir, concedeu a palavra à aluna que expôs sua Dissertação. Terminada a exposição, os senhores membros da Banca Examinadora iniciaram as arguições. Terminadas as arguições, o presidente da Banca Examinadora fez suas considerações. A seguir, a Banca Examinadora reuniu-se para avaliação, e após, emitiu parecer expresso conforme segue:

EXAMINADOR

Dr. Ruben Barros Godoy - UFMS (Orientador / Presidente)

Dr. Edson Antonio Batista - UFMS (Titular)

Prof. Dr. Tiago Henrique de Abreu Mateus (Externo)

Dr. Moacyr Aureliano Gomes de Brito - UFMS (Suplente interno)

RESULTADO FINAL:

(X) Aprovação ( ) Reprovação

Documento assinado eletronicamente por **Tiago Henrique de Abreu Mateus**, **Professor do Magisterio Superior**, em 30/08/2024, às 10:05, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Edson Antonio Batista**, **Coordenador(a) de Curso de Pós-graduação**, em 30/08/2024, às 10:06, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Ruben Barros Godoy**, **Professor do Magisterio Superior**, em 30/08/2024, às 10:06, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufms.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5012379** e o código CRC **F4DA5254**.

COLEGIADO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Av Costa e Silva, s/nº - Cidade Universitária

Fone:

CEP 79070-900 - Campo Grande - MS

Referência: Processo nº 23104.022288/2024-96 SEI nº 5012379

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus, pelo dom da vida e por me sustentar em todos os meus momentos.

Gostaria de expressar minha gratidão a cada pessoa que me acompanhou ao longo desta jornada, às quais agradeço a seguir:

Ao meu orientador, Prof. Dr. Ruben Barros Godoy, pela forma como me acolheu na universidade, com tanta sabedoria, e pelas excelentes orientações durante os anos de pesquisa, dando total assistência e apoio na pós-graduação. Agradeço pela oportunidade para realizar meu estudo de mestrado.

Aos professores convidados para a banca, o Prof. Dr. Edson Antonio Batista e o Prof. Dr. Tiago Henrique de Abreu Mateus, pelas importantes contribuições técnicas ao longo da pesquisa e por aceitarem fazer parte da equipe avaliadora.

A meus pais, Antonia e Dirceu, que sempre apoiaram nos meus projetos e estiveram ao meu lado.

Agradeço de maneira especial ao Jhonny pelo apoio, companheirismo e incentivo para realizar o mestrado.

A meus familiares e amigos, do MS e do CE.

Por fim, agradeço a Coordenação de aperfeiçoamento de pessoal de nível superior – Brasil (CAPES) pela ajuda econômica para minha estadia em MS. Especial agradecimento ao Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento V2G, e a equipe pelo apoio no desenvolvimento da pesquisa.

RESUMO

Pretende-se apresentar, nesta dissertação, uma abordagem sobre a viabilidade de implantação de um Eletroposto de recarga rápida na Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS, no Setor III. A análise compreenderá uma abordagem técnica e econômica, inspirada nas características do Eletroposto existente no Setor I, resultante do projeto "Desenvolvimento de Sistema Nacional de Recarga Rápida de Bicicletas e Veículos Elétricos para Aplicações V2G". O modelo caracterizado indica uma proposta promissora sobre uma padronização para uma infraestrutura otimizada, por outro lado, é possível instigar um provável cenário da rede de média tensão, abordando características do perfil de tensão nos barramentos, bem como as perdas na distribuição. Com isso, o diferencial do estudo é a totalidade das contribuições para fomentar o modelo de negócio na área de políticas públicas, do estudo da rede, da precificação e, principalmente, auxiliar na tomada de decisão dos diferentes setores elétricos através dos indicadores que serão apresentados. Para a análise dos dados para estudo de fluxo de potência, foram atribuídos diferentes cenários de demanda elétrica, utilizando a modelagem da rede de distribuição do Setor III como um estudo de caso para estimar o perfil de utilização. Uma vez definido o consumo na ponta e fora de ponta, foi realizada uma análise financeira para tarifação, estabelecendo a precificação para as modalidades Azul e Verde conforme a tarifa aplicada pela concessionária local para o grupo A. Os resultados da análise técnica referente ao perfil de tensão nos barramentos indicam valores dentro dos limites aceitáveis, e as perdas técnicas do alimentador obtidas são da ordem de aproximadamente 2%. Ao considerar um consumo mensal de 4.950 kWh em horários na ponta, 11.175 kWh nos horários fora de ponta, juntamente com uma geração solar mensal de 1.879 kWh, a tarifa Azul mostrou-se a opção mais econômica, sem e com o contrato de demanda em R$ 9.157,00 e R$ 22.039,00, respectivamente. Sob a perspectiva do orçamento para três possíveis cenários, sugere-se o cenário parcial com geração distribuída, indicando rentabilidade e viabilidade, tendo em vista a TIR de 21% e o VPL de aproximadamente R$ 503 mil, e a tarifa de recarga veicular em R$ 2,21, mas sem inclusão de encargos. Desse modo, pôde-se verificar este modelo de Eletroposto como uma possível referência nacional na solução da eletromobilidade com foco na precificação por meio de análises técnicas e econômicas realizada no Setor III da UFMS.

Palavras-Chave: Autossustentabilidade, Eletromobilidade, Eletroposto, Precificação.

ABSTRACT

In this dissertation, a comprehensive analysis is conducted on the feasibility of implementing a fast-charging station at the Federal University of Mato Grosso do Sul (UFMS), in Sector III. The analysis encompasses both technical and economic aspects, inspired by the characteristics of the existing fast-charging station in Sector I, which is part of the "Development of a National Fast Charging System for Bicycles and Electric Vehicles for V2G Applications" project. The characterized model indicates a promising proposal for standardizing an optimized infrastructure. Additionally, it explores a potential scenario for the medium voltage network, addressing voltage profile characteristics at busbars and distribution losses.The study's unique contribution lies in its comprehensive approach to fostering a business model in public policy, network analysis, pricing, and aiding decision-making in various electric sectors through the presented indicators. For the power flow study, different electric demand scenarios were considered, utilizing the distribution network modeling of Sector III as a case study to estimate the usage profile. Once the peak and off-peak consumption were defined, a financial analysis for pricing was conducted, establishing rates for the Blue and Green modalities according to the tariff applied by the local utility for group A.The technical analysis results indicate that the voltage profile values at the busbars are within acceptable limits, and the feeder's technical losses are approximately 2%. Considering a monthly consumption of 4,950 kWh during peak hours and 11,175 kWh during off-peak hours, along with a monthly solar generation of 1,879 kWh, the Blue tariff proved to be the most economical option, both with and without a demand contract, at R$ 9,157.00 and R$ 22,039.00, respectively. From the perspective of the budget for three possible scenarios, the partial scenario with distributed generation is suggested, indicating profitability and viability, in view of the TIR of 21% and the VPL of approximately R$503,000, and the vehicle recharging tariff of R$2.21, but without the inclusion of charges. Thus, this fast-charging station model is verified as a potential national reference for electromobility solutions, focusing on pricing through technical and economic analyses conducted in Sector III of UFMS.

Keywords: Self-sustainability, Electromobility, Charging Station, Charging Cost.

LISTA DE FIGURAS

Número *Página*

Figura 1.1 Bicicleta elétrica TX-Motion/ City Rider 17

Figura 1.2 Bicicleta elétrica Nex-Solar/ Urban BFK 17

Figura 1.3 Bicicleta elétrica Voltage Bikes/ Sense.....18

Figura 1.4 Bicicleta elétrica E-Moving/ Confort 18

Figura 1.5 Bicicleta elétrica GTSM-1/ Advanced 19

Figura 1.6 Bicicleta elétrica E-Move/ P2 19

Figura 1.7 Bicicleta elétrica Ezbike.....20

Figura 1.8 Carro Nissan / Leaf 21

Figura 1.9 Chevrolet / Bolt 21

Figura 1.10 Carro Chery / Arrizo 5e 22

Figura 1.11 Carro JAC / iEV20 22

Figura 1.12 Carro BMW I3 BEV Full.....23

Figura 1.13 Carro Renault / ZOE 50 R135.....23

Figura 1.14 Posto de Carregamento Nex-Solar 25

Figura 1.15 Posto de Carregamento E-move.....25

Figura 1.16 Posto de Carregamento Ezbike 26

Figura 1.17 Estação de Carregamento CC East Energy EVAD-142 kW.....27

Figura 1.18 Estação de Carregamento CC East Energy EVDC-80 kW 27

Figura 1.19 Estação de Carregamento CC WEG Station 90 kW.....28

Figura 1.20 Estação de Carregamento CC WEG Station 60.....28

Figura 1.21 Estação de Carregamento CC WEG WEMOB-S-060.....29

Figura 1.22 Estação de Carregamento CC Electricmobility Efacec QC45 29

Figura 1.23 Estação de Carregamento CA East Energy EVAC-22kW.....30

Figura 1.24 Estação de Carregamento CA Schneider Eletric Smart Wallbox 22 kW 31

Figura 1.25 Estação de Carregamento CA Schneider Eletric Evlink Parking 22 kW 31

Figura 1.26 Estação de Carregamento CA WEG Parking 1T2 32

Figura 1.27 Estação de Carregamento CA WEG Parking 2T2 G2 32

Figura 1.28 Estação de Carregamento CA Electricmobility Efacec Public Charger.....33

Figura 1.29 Inversor Sungrow SG20KTL-M 20 kW.....35

Figura 1.30 Inversor SMA STP20000TL-30 20 kW.....35

Figura 1.31 Inversor Huawei SUN2000-20KTL-M0 20 kW 36

Figura 1.32 Inversor SolarEdge SE 20 kW.....36

Figura 1.33 Inversor Growatt MID 20KTL3-X 20.....37

Figura 1.34 Inversor Fronius Symo 20.0-3-M 20 kW 37

Figura 1.35 Inversor GoodWe GW20KLV-MT 20 kW.....38

Figura 1.36 Inversor Híbrido Deye SUN5K 5.....39

Figura 1.37 Microinversor Deye SUN2000G3 2 kW.....39

Figura 1.38 Módulo DHM-72L9/BF 450 W 40

Figura 1.39 Módulo OSDA ODA450-36-MHT 450 W 41

Figura 1.40 Módulo Shinefar SF-M15/144 415 W.....41

Figura 1.41 Módulo BYD 340PIK-36 340 W.....42

Figura 1.42 Módulo Ulica UL-395M-144 395 W 42

Figura 1.43 Módulo Sunova - SS-505-66-MTF 505 W 43

Figura 2.1 Primeira fase: Terraplanagem.....49

Figura 2.2 Segunda fase: Fundação. 49

Figura 2.3 Terceira fase: Instalações.....50

Figura 2.4 Quarta fase: Estrutural. 50

Figura 2.5 Quinta fase: Pavimentação. 51

Figura 2.6 Sexta fase: Entrada de Energia. 52

Figura 2.7 Sétima fase: Acabamentos Gerais. 52

Figura 2.8 Oitava fase: Sistema Fotovoltaico. 53

Figura 2.9 Nona fase: Ajustes e Distribuição Final. 53

Figura 2.10 Inauguração do eletroposto UFMS de recarga rápida. 54

Figura 2.11 Estação Veicular Efacec QC45 55

Figura 2.12 Estação *e-bikes* Ezbike. 56

Figura 2.13 Especificação Técnica na Bateria da Bicicleta. 56

Figura 2.14 Inversor *on-grid* 15 kW Huawei. 57

Figura 2.15 *Carport* Solar 57

Figura 2.16 Bateria de Lítio 10kWh Huawei. 58

Figura 2.17 Inversor Híbrido 5,5 kW Huawei. 58

Figura 2.18 Especificação Técnica *Backup Box* Huawei B0 monofásico. 59

Figura 2.19 Estação dos Patinetes. 59

Figura 3.1 Barramentos do Setor III da UFMS. 63

Figura 3.2 Implementação da geração dos dados para o MATLAB. 67

Figura 3.3 Histograma dos dados de carga para o setor. 68

Figura 3.4 Diagrama Unifilar – SIII UFMS. 71

Figura 3.5 Sistema Radial 14 Barras Setor III no *Simulink*. .... Erro! Indicador não definido.

Figura 4.1 Visão Geral de Utilização do Eletroposto. 74

Figura 4.2 Visão geral dos cenários. 80

Figura 5.1 Cenário do Eletroposto 18 kWp com carga pesada. 90

Figura 5.2 Cenário do Eletroposto 18 kWp com carga leve. 90

Figura 5.3 Cenário Dia Útil (Diurno) Ensolarado. 91

Figura 5.4 Cenário Dia Útil (Diurno) Nublado. 92

Figura 5.5 Cenário Dia Útil (Diurno) Ensolarado/Nublado. 92

Figura 5.6 Cenário Final de Semana (Diurno) Ensolarado. 93

Figura 5.7 Cenário Final de Semana (Diurno) Nublado. 93

Figura 5.8 Cenário Final de Semana (Diurno) Ensolarado/Nublado. 94

Figura 5.9 Cenário Noturno – Dia Útil.....94

Figura 5.10 Cenário Noturno – Final de Semana. 95

Figura 5.11 Previsão de demanda diária no Eletroposto.....100

Figura 5.12 TIR. 104

LISTA DE TABELAS

Número *Página*

Tabela 2.1 Equipamentos do Eletroposto UFMS. 55

Tabela 3.1 Impedância do Alimentador (SB CG Lageado). 64

Tabela 3.2 Extensão Total da Rede.....64

Tabela 3.3 Extensão Parcial da Rede. 65

Tabela 3.4 Chaves Fusíveis. 66

Tabela 3.5 Transformadores. 66

Tabela 3.6 Dados Geração Distribuída Fotovoltaica. 67

Tabela 3.7 Carga pesada do setor. 68

Tabela 3.8 Carga leve do setor. 69

Tabela 3.9 Impedância do Alimentador no Sistema p.u. 70

Tabela 3.10 Impedância dos Transformadores no Sistema p.u.....70

Tabela 3.11 Informações Adicionais dos Barramentos. 70

Tabela 4.1 Previsão de chegada do usuário em um dia qualquer. 75

Tabela 4.2 Previsão de saída do usuário em um dia qualquer. 75

Tabela 4.3 Cenário do consumo de energia em um dia qualquer. 76

Tabela 4.4 Previsão GD para Dia Ensolarado com rendimento 80%.....77

Tabela 4.5 Previsão GD para Dia Nublado com rendimento 26,7%.....77

Tabela 4.6 Previsão GD para Dia Nublado/Ensolarado com rendimento 40%. 77

Tabela 4.7 Previsão mensal GD - 30 dias (08-16H).....78

Tabela 4.8 Previsão mensal GD Outono- 30 dias (08-16H).....78

Tabela 4.9 Previsão mensal GD Inverno- 30 dias (08-16H).....79

Tabela 4.10 Previsão mensal GD Primavera- 30 dias (08-16H).....79

Tabela 4.11 Cenário total. 81

Tabela 4.12 Cenário Parcial com sistema fotovoltaico *ongrid*. 82

Tabela 4.13 Cenário Parcial sem GD. 82

Tabela 4.14 Custo de Operação e Manutenção para o cenário total. 83

Tabela 4.15 Custo de Operação e Manutenção para o cenário parcial com GD. 83

Tabela 4.16 Custo de Operação e Manutenção para o cenário parcial sem GD. 83

Tabela 4.17 OPEX 20 anos - Cenário total. 84

Tabela 4.18 OPEX 20 anos - Cenário com GD. 85

Tabela 4.19 OPEX 20 anos - Cenário Parcial sem GD. 86

Tabela 4.20 Cenários analisados para as tarifas sugeridas. 87

Tabela 4.21 Resultado da Precificação. 87

Tabela 5.1 Cenários Analisados nos Barramentos. 91

Tabela 5.2 Cenários Analisados de Tensão nos Barramentos - Útil 96

Tabela 5.3 Cenários Analisados de Tensão nos Barramentos - FDS 97

Tabela 5.4 Cenários Analisados de Perdas Técnicas no Alimentador. 98

Tabela 5.5 Cenários Analisados de Potência no Alimentador. 98

Tabela 5.6 Dados de Demanda, de Energia para dias úteis (22 dias). 100

Tabela 5.7 Dados de Demanda, de Energia para finais de semana (8 dias). 101

Tabela 5.8 Tarifa para Eletroposto UFMS 102

Tabela 5.9 Tarifa para Eletroposto Independente 102

Tabela 5.10 Fluxo de Caixa em 20 anos. 103

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 15

1.1. Estado da arte (Revisão bibliográfica) 16

1.1.1. Especificações técnicas das BEs 16

1.1.2. Especificações técnicas dos VEs 20

1.1.3. Especificações técnicas da estação de carregamento das BEs 24

1.1.4. Especificações técnicas da estação de carregamento dos VEs 26

1.1.5. Estrutura carport - Especificações técnicas do inversor 33

1.1.6. Estrutura carport - Especificações técnicas do módulo solar 40

1.2. Justificativa (motivação) para o desenvolvimento do trabalho 44

1.3. Objetivos 45

1.3.1. Objetivo Geral 45

1.3.2. Objetivos Específicos 45

1.4. Organização do Trabalho (Resumo dos capítulos): 46

2. inspiração e Metodologia 48

2.1. Inspiração: Análise do empreendimento no Setor I 48

2.2. Caracterização do Eletroposto no Setor I 54

2.3. Conclusão do Capítulo 62

3. Análise Técnica 63

3.1. Modelagem Da Rede 63

3.1.1. Caracterização do sistema da rede de distribuição do Setor III (S3) 63

3.1.2. Carga estimada 67

3.1.3. Aplicação da modelagem na rede da unidade consumidora 69

3.2. Conclusão do Capítulo 73

4. Pressuposição do Modelo de Negócio 74

4.1. Estruturação da Operação 74

4.2. Faturamento mensal 76

4.2.1. Consumo 76

4.2.2. Geração Solar 76

4.3. Precificação 80

4.3.2. Energia Anual Consumida na Recarga 80

4.3.3. Energia Anual Compensada pelo Sistema Fotovoltaico 80

4.3.4. Custos de Implantação do Eletroposto 81
4.3.5. Custos Anual de Operação e Manutenção do Eletroposto 82
4.3.6. Modelo Proposto 86
4.4. Conclusão do Capítulo 88
5. Resultados 89
5.1. Análise Técnica 89
5.1.1. Tensão 89
5.1.2. Alimentador (Potência Requerida e Perdas) 97
5.2. Análise Financeira 99
5.2.1. Adequação Tarifária 99
5.2.2. Payback, TIR, VPL 103
5.3. Conclusão do Capítulo 104
6. Conclusões Gerais 106
7. Referências 108
8. APÊNDICE A-Quadro de Tarifa MS 111

1. INTRODUÇÃO

A mudança gradual do uso de veículos à combustão para transportes elétricos deve ser a realidade diante de soluções para o desenvolvimento sustentável do país. Uma das soluções é o foco em inovações tecnológicas e mudança de padrões no consumo. Nessa perspectiva, quando os veículos elétricos atingirem equivalência no custo, será oportuno para o consumidor tê-los, assim como ocorreu com as bicicletas elétricas.

De certa forma, o ponto de partida para o desenvolvimento adequado da mobilidade urbana é a estruturação de uma infraestrutura bem desenvolvida, que contribua para o aumento da utilização dos veículos elétricos e das bicicletas elétricas. Visando contribuir nesse aspecto, a proposta de equipamentos para um modelo de eletroposto padrão é apresentada com sua estrutura *carport*, onde consiste na instalação de uma estrutura de sombreamento solar fotovoltaico necessária para o fechamento da cobertura do espaço. Inicialmente, estrutura-se os modelos de equipamentos a serem avaliados e comparados para a estação das bicicletas elétricas, da recarga veicular e da sua estrutura com estacionamento solar.

Com isso, a primeira subseção compreende o estado da arte sobre diferentes modelos de carros, bicicletas e carregadores de acordo com as principais marcas do mercado da eletromobilidade. Diante disso, abordar-se-á a análise de cada modelo, levando em consideração os valores financeiros e dados técnicos individuais. Ainda, devendo apresentar algumas considerações do sistema fotovoltaico, através das seleções dos módulos e do inversor solar, principalmente, no modo *on-grid*.

Neste trabalho, o estudo das soluções de eletropostos implantados é primordial, visando conceituar os resultados obtidos por meio da chamada estratégica nº 22 (2018) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para o desenvolvimento de sistema nacional de recarga rápida de bicicletas e veículos elétricos para aplicações V2G (*Vehicle to Grid*). Identificam-se os componentes inseridos no âmbito de pesquisa e desenvolvimento (P&D) da primeira estação de carregamento rápido do estado do Mato Grosso do Sul, executada pela Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul em parceria com Nexsolar, Lactec, e Nastek.

Para tanto, o desenvolvimento da pesquisa abrange a identificação do perfil do empreendimento baseado na demanda de energia, tanto requerida quanto gerada, e procede com a caracterização do impacto da sua inserção na rede elétrica. Dessa forma, visa fornecer dados técnicos e identificar o custo da energia mensal.

Assim, o capítulo aborda mais seis subseções, as justificativas, os objetivos e a organização do trabalho.

1.1. ESTADO DA ARTE (REVISÃO BIBLIOGRÁFICA)

Inicialmente, será apresentado uma revisão das soluções para bicicleta elétrica (BE) e veículo elétrico (VE) disponíveis no mercado. A primeira e a segunda subseção serão dedicados às especificações técnicas dos modelos selecionados dos transportes. A terceira e a quarta parte tratarão das especificações da estação de bicicletas CA e carregadores veiculares CC e CA juntamente com uma breve abordagem sobre conectores de recarga dos VEs. Na quinta e na sexta trarão uma seleção de inversores solares juntamente com os módulos acompanhados das especificações técnicas dos principais modelos no mercado brasileiro.

1.1.1. Especificações técnicas das BEs

Alguns modelos de bicicletas serão descritos na sequência. Estes foram selecionados conforme maior comercialização no País. As BEs contêm baterias, onde as mais utilizadas são de lítio, apresentando autonomia e capacidade de armazenamento, em média 30 km e 300 Wh, respectivamente.

Nos diferentes tipos de bicicletas existentes foram selecionados sete modelos principais, onde apresentam em comum quadro de alumínio, câmbio shimano, com exceção do modelo GTSM-1 que possui câmbio próprio, capacidade média de 120 kg, bateria de lítio, ajuste de altura, carregador bivolt 36 V, luzes de segurança, carregador, trava, buzina e chaves.

Além disso, há modelo disponível com estação automatizada, dentro do quantitativo predeterminado do número de transportes, onde cada BE é acoplada na estação compartilhada.

O primeiro caracteriza-se pelo TX-Motion/City Rider, pesa 18,5 kg e apresenta potência do motor 250 W, Figura 1.1. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui

autonomia de até 100 km, velocidade máxima de 25 km/h, capacidade da bateria de 313,2 Wh, pneu 29, 21 marchas, tempo de recarga alcançando 6 h e preço (2021) de R$ 3.665,20.

Figura 1.1 Bicicleta elétrica TX-Motion/ City Rider

Fonte: [1]

O segundo modelo Nex-Solar/Urban BFK apresenta potência do motor 350 W, Figura 1.2. Os dados técnicos, segundo o fabricante, capacidade da bateria de 360 Wh, pneu 26, 21 marchas e preço (2021) de R$ 6.350,00.

Figura 1.2 Bicicleta elétrica Nex-Solar/ Urban BFK

Fonte: [1]

Outra opção a ser considerada é o modelo Voltage Bikes/Sense, pesa 20,7 kg e apresenta potência do motor 250 W, Figura 1.3. Os dados técnicos, segundo o fabricante, capacidade da bateria de 360 Wh, pneu 20 e preço (2021) de R$ 5.690,00.

Figura 1.3 Bicicleta elétrica Voltage Bikes/ Sense

Fonte: [1]

Podemos considerar também o modelo E-Moving/Confort que apresenta potência do motor 350 W, Figura 1.4. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui autonomia de 10-15 km, capacidade da bateria de 360 Wh, velocidade máxima de 25 km, pneu 26, 7 marchas e preço (2021) de R$ 2.449,90.

Figura 1.4 Bicicleta elétrica E-Moving/ Confort

Fonte: [1]

Uma alternativa é o GTSM-1/Advanced, pesa 21,3 kg e apresenta potência do motor 250 W, Figura 1.5. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui autonomia de 25-30 km, capacidade da bateria de 288 Wh, velocidade máxima de 25 km/h, pneu 29, 24 marchas, tempo de recarga de 4 h e preço (2021) de R$ 5.299,00.

Figura 1.5 Bicicleta elétrica GTSM-1/ Advanced

Fonte: [1]

Outra alternativa considera é o modelo E-Move/P2, pesa 17 kg e apresenta potência do motor 350 W, Figura 1.6. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui autonomia de 20-60 km, capacidade da bateria de 280 Wh, velocidade máxima de 30 km, pneu 12, tempo de recarga de 7 h e preço (2021) de R$ 4.191,00.

Figura 1.6 Bicicleta elétrica E-Move/ P2

Fonte: [1]

Entre as opções disponíveis, a Ezbike apresenta potência do motor 350 W, Figura 1.7. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui autonomia de até 60 km, opcional de kit GPS com custo de R$ 12,00 por BE, preço de 10 unidades com estação automatizada (2021) de R$ 115.600 e preço de 2 unidades com estação automatizada (2021) de R$ 25.860,00.

Figura 1.7 Bicicleta elétrica Ezbike

Fonte: [1]

De acordo com esses dados pode-se destacar, no desempenho da bicicleta, a potência do motor em 350 W, visto que oferecem maior torque e uma boa velocidade, em que se destacam os modelos Urban BFK da Nex-Solar, Confort da E-Moving, P2 da E-Move e o do fabricante Ezbike. São feitas também considerações sobre a capacidade da bateria está diretamente ligada a autonomia, em destaque os fornecedores Nex-Solar, Voltage Bikes e E-Moving com o maior valor (360 Wh).

O fabricante Nex-Solar apresenta um maior valor devido à tecnologia e ao seu desempenho. Em outras palavras, as características voltadas para os consumidores urbanos individuais terão reflexos no custo do produto. Porém, é preciso ressaltar que as especificações no ambiente público possuem outras variações, por exemplo, o tamanho do pneu, os acessórios e a rastreabilidade são essenciais para a segurança do usuário e do empreendimento. Com isso, o fabricante que mais se aproxima das necessidades observadas é a Ezbike.

1.1.2. Especificações técnicas dos VEs

Os modelos de veículos foram selecionados de forma semelhante ao processo descrito anteriormente, resultando em 6 tipos principais. Uns dos pontos principais nas especificações dos VEs escolhidos são a autonomia e a capacidade da bateria que tem média de 350 km e 50 kWh, respectivamente.

No contexto dos diferentes veículos, o modelo do fabricante Nissan, o modelo Leaf, apresenta potência do motor 100 kW, Figura 1.8. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui autonomia de 240 km, consumo estimado de 6 km/kWh, capacidade da Bateria de 40 kWh, torque 319 Nm, potência: 149 cv, conversor CA de 6,6 kW, modelo do plugue CA T1

(com adaptador para T2), carregamento em CC de 50 kW, modelo do plugue CC CHAdeMO e preço (2021) de R$ 259.900,00.

Figura 1.8 Carro Nissan / Leaf

Fonte: [1]

O segundo fabricante Chevrolet possui o modelo Bolt, onde apresenta potência do motor 135 kW, Figura 1.9. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui autonomia de 416 km, consumo estimado de 6,4 km/kWh, capacidade da bateria de 65 kWh, torque: 360 Nm, potência: 203 cv, conversor CA de 11 kW, modelo do plugue CA T2, carregamento em CC de 75 kW, modelo do plugue CC CCS2 e preço (2021) de R$ 275.000,00.

Figura 1.9 Chevrolet / Bolt

Fonte: [1]

Um dos modelos a serem discutidos é o veículo elétrico do fabricante Chery com o modelo Arrizo 5e, onde apresenta potência do motor 90 kW, Figura 1.10. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui autonomia de 322 km, consumo estimado de 6,02 km/kWh, capacidade da bateria de 53,5 kWh, torque de 276 Nm, potência de 122 cv, conversor CA de 7,4 kW, modelo do plugue CA GB/T, carregamento em CC de 50 kW, modelo do plugue CC GB/T e preço (2021) de R$ 180.000,00.

Figura 1.10 Carro Chery / Arrizo 5e

Fonte: [1]

Entre outras opções disponíveis, temos o fabricante JAC com o modelo iEV20, onde apresenta potência do motor 50 kW, Figura 1.11. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui autonomia de 400 km, consumo estimado de 9,76 km/kWh, capacidade da bateria de 41 kWh, torque de 215 Nm, potência de 68 cv, conversor CA de 6,6 kW, modelo do plugue CA GB/T, carregamento em CC de 50 kW, modelo do plugue CC GB/T e preço (2021) de R$ 152.900,00.

Figura 1.11 Carro JAC / iEV20

Fonte: [1]

Em relação ao quinto modelo previamente selecionado, o fabricante BMW e modelo I3 BEV Full apresenta potência do motor 125 kW, Figura 1.12. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui autonomia de 335 km, consumo estimado de 6,16 km/kWh, capacidade da bateria de 42,2 kWh, torque de 250 Nm, potência de 170 cv, conversor CA 22 kW, modelo do plugue CA T2, carregamento em CC de 52 kW, modelo do plugue CC CCS2 e preço (2021) de R$ 279.000,00.

Figura 1.12 Carro BMW I3 BEV Full

Fonte: [2]

Dentre as alternativas apresentadas, também encontra-se o fabricante Renault com o modelo ZOE 50 R135, que apresenta potência do motor 100 kW, Figura 1.13. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui autonomia de 385 km, capacidade da bateria de 52 kWh, torque de 245 Nm, potência de 135 cv, conversor CA de 22 kW, modelo do plugue CA T2, carregamento em CC de 50 kW, modelo do plugue CC CCS2 e preço (2022) de R$ 239.990,00.

Figura 1.13 Carro Renault / ZOE 50 R135

Fonte: [1]

Cada fabricante de VE tem seu modelo como padrão de recarga. Podendo ser divididos pela localidade e propriedade da marca, como SAE J1772 em CA nos EUA, Tipo T2 em CA na Europa, CHAdeMO em CC no Japão, CCS em CC na Europa, Tesla em CC nos EUA, GB/T em CC e CA na China.

No contexto dos modelos discutidos em relação suas especificações, torna-se importante enfatizar a necessidade de cada consumidor. A autonomia seria de maior importância para o uso, principalmente devido as características da capacidade da bateria. Em segundo lugar, é importante frisar o desempenho do veículo ligado a potência e a força. Outro ponto a ser abordado diz respeito ao seu carregamento, pois a potência de entrega dos

conversores CC/CA está diretamente ligada ao peso, muitos fabricantes optam por um menor valor para reduzir o volume físico.

Com isso, o modelo Bolt da marca Chevrolet apresenta uma maior autonomia, potência, capacidade da bateria, torque, nos valores 416 km, 135 kW, 65 kWh, 360 Nm, respectivamente. Apesar disso, é importante frisar que seu conversor CC/CA possui potência de 11 kW, apresentando uma desvantagem diante do seu carregamento mais lento comparado aos outros modelos com potência de 22 kW.

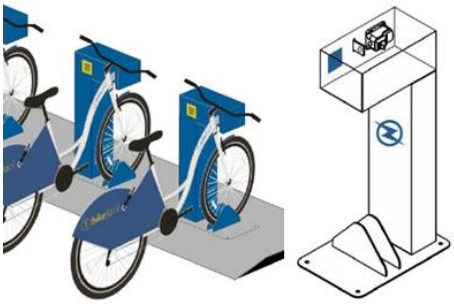
1.1.3. Especificações técnicas da estação de carregamento das BEs

Para a arquitetura de um eletroposto é limitado o modelo de carregamento de BEs no Brasil, como por exemplo, a utilização de carregadores de corrente alternada. O carregamento da bateria na BE é comumente estabelecida do carregador à tomada, utilização de fonte de tensão alternada 127/220V, instalado na estação, possuindo um controle remoto.

Neste item 1.1.3, são apresentados três modelos principais de estações de carregamento comercializados, apresentando em comum totem com trava eletrônica e preparado para software de pagamento. Ademais, no lado da rede de alimentação é necessário a utilização de dispositivo diferencial residual na sua instalação.

Um dos selecionados, a estação automatizada Nex-Solar é preparada o para recebimento de pagamento com cartão de crédito, Figura 1.14. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui desbloqueio para cada BE com Leitor RFID (ou QR code), material do totem com carenagem produzida em aço galvanizado e pintura epóxi, composto de 10 estações automatizadas com plataformas modulares, inclui kit com cartões magnéticos para desbloqueio e preço de R$ 38.400,00. Além disso, o valor incluso com 10 unidades de bicicletas (2021) totaliza R$ 101.900,00.

Figura 1.14 Posto de Carregamento Nex-Solar



Fonte: [1]

Já o modelo E-move é preparada para o recebimento de pagamento de forma não especificada, Figura 1.15. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui desbloqueio para cada BE através do APP Web, material do totem com fibra (opcional), composto de 1 estação de carregamento com 10 posições, inclui custo de integração das plataformas e custo mensal de manutenção e preço de R$ 66.377,00. Além disso, o valor incluso com 10 unidades de bicicletas (2021) totaliza R$ 108.287,00.

Figura 1.15 Posto de Carregamento E-move

Fonte: [1]

O terceiro, a estação automatizada Ezbike é preparada para o recebimento de pagamento de forma não especificada, Figura 1.16. Ademais, o custo mensal para o suporte técnico para aplicativo, portal web e automação de BEs e simcards mensal com plano GPS para dez unidades juntamente com plano wifi para a estação no valor (2021) de R$ 350,00. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui desbloqueio para cada BE com Leitor RFID (ou QR code), material do totem com carenagem produzida em aço carbono, com opção para 1 estação de carregamento com 10 ou 2 posições, inclui doca pronta para o 5G, totem com modem 4G/GPRS embutido e visor em acrílico com retro iluminação por LED e sensor

fotovoltaico, kit GPS incluso nas bicicletas. O preço incluso 10 unidades de bicicletas com engate inteligente e kit GPS (2021) totaliza R$ 115.600,00.

Figura 1.16 Posto de Carregamento Ezbike

Fonte: [2]

É possível observar que todos os fabricantes das estações apresentadas possuem um diferencial competitivo. O fabricante Nex-Solar oferece kit com cartões magnéticos para desbloqueio, o concorrente E-move inclui custo de integração das plataformas e custo mensal de manutenção. A empresa Ezbike apresenta inovações na sua estrutura, como o preparo para 5G, o totem com modem 4G/GPRS embutido e visor em acrílico com retro iluminação por LED e sensor fotovoltaico, oferecendo kit GPS para cada BE. Esse último fabricante merece ênfase, pois o visor com LED causa impacto na comunicação visual do empreendimento.

Associar modelo de negócio inovador ao sistema de carregamento das BEs traz a valorização do empreendimento. Porém, o modelo oferecido ao desejo do consumidor está associado ao financeiro, pois a proporção de custos aumenta. O fabricante Ezbike ganha destaque no quesito inovação descrito anteriormente, com maior valor econômico de R$ 115.600,00.

1.1.4. Especificações técnicas da estação de carregamento dos VEs

A estação de recarga é estabelecida através de modelos de carregamento de VEs no Brasil, como por exemplo, utilização de carregadores de corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC). Dentre os citados, apresentam-se dois modelos de estação de carregamento no mercado: modo CC e modo CA

Na estação de carregamento CC há seis modelos principais selecionados, apresentando em comum nos carregadores o grau de vedação IP54, fonte de tensão alternada

de entrada 220/380V, comunicação com 3G, Wifi e Ethernet, garantia de 1 ano. Além disso, contém dispositivos de proteção de curto, sobrecorrente, sobretensão, subtensão, sobretemperatura, falta de isolação e falha de comunicação com o VE.

O primeiro modelo CC, o fabricante East Energy com EVAD-142 kW tem estoque para troca e não possui montagem e suporte no Brasil, Figura 1.17. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência de saída de 22 kW CCS CA + 60 kW CCS CC + 60 kW CHAdeMO CC, número de VE para carregamento simultâneo é 3, comprimento do cabo em 5 m, protocolo OCPP 1.6, disponibilidade de API, há 3 plugues para os modelos CCS2(CC), T2(CA) e CHAdeMO, e preço (2021) de R$ 120.000,00 com prazo de entrega em 74 dias.

Figura 1.17 Estação de Carregamento CC East Energy EVAD-142 kW

Fonte: [1]

Já a versão EVDC-80 kW tem estoque para troca e não possui montagem e suporte no Brasil, Figura 1.18. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência de saída de 80 kW, comprimento do cabo em 5 m, protocolo OCPP 1.6, disponibilidade de API, há 2 plugues para os modelos CCS2 e CHAdeMO, e preço (2021) de R$ 85.000,00 com prazo de entrega em 74 dias.

Figura 1.18 Estação de Carregamento CC East Energy EVDC-80 kW

Fonte: [1]

Outro fornecedor, da WEG com Station 90 kW tem estoque para troca e possui montagem e suporte no Brasil, Figura 1.19. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência de saída de 90 kW, comprimento do cabo em 5 m, protocolo OCPP 1.6 JSON, disponibilidade de API com custo de R$ 4.198,00/ano, há 1 plugue para o modelo CCS 2 e preço (2021) de R$ 200.000,00 com prazo de entrega em 90 dias.

Figura 1.19 Estação de Carregamento CC WEG Station 90 kW

Fonte: [1]

Na configuração Station 60 kW tem estoque para troca e possui montagem e suporte no Brasil, Figura 1.20. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência de saída de 60 kW, comprimento do cabo em 5 m, protocolo OCPP 1.6 JSON, disponibilidade de API com custo de R$ 4.198,00/ano, há 1 plugue para o modelo CCS 2 e preço (2021) de R$ 170.000,00 com prazo de entrega de 90 dias.

Figura 1.20 Estação de Carregamento CC WEG Station 60

Fonte: [1]

Já a versão WEMOB-S-060 tem estoque para troca e possui montagem e suporte no Brasil, Figura 1.21. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência de saída de 60 kW + 43 kVA, número de VE para carregamento simultâneo são 2, comprimento do cabo em 5 m, protocolo OCPP 1.6 JSON, disponibilidade de API com custo de R$ 4.198,00/ano, há 3

plugues para os modelos CCS-2, CHAdeMO e T2 (CA) e preço (2021) de R$ 165.000,00 com prazo de entrega em 120 dias.

Figura 1.21 Estação de Carregamento CC WEG WEMOB-S-060

Fonte: [1]

O fornecedor Electricmobility possui o modelo QC45 com estoque para troca e não possui montagem e suporte no Brasil, Figura 1.22. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência de saída de 50 kW + 43 kVA, número de VE para carregamento simultâneo são 2, comprimento do cabo em 3,2 m, protocolo OCPP (1.2 e 1.5) e outros, disponibilidade de API com custo de R$ 80/mês, há 3 plugues para os modelos CCS2, CHAdeMO e T2 (CA), e preço (2021) de R$ 157.000,00 com pronta entrega.

Figura 1.22 Estação de Carregamento CC Electricmobility Efacec QC45

Fonte: [1]

A princípio, a escolha pelo carregamento CC implica na melhor solução devido a energia em corrente contínua ser fornecida diretamente para a bateria, não necessitando do funcionamento do conversor veicular. Com isso, esse tipo de recarga entrega alta eficiência para carregamento rápido de eletroposto.

Dentre os modelos citados, o produto Station da WEG oferece a maior potência de saída para recarga individual, totalizando 90 kW, que atende todos os modelos de VEs citados

e tem estoque e montagem no Brasil. Porém, o prazo de entrega e o preço são superiores à média dos produtos analisados, 90 dias e R$ 200.000,00, respectivamente. Outro aspecto é a disponibilidade de API, o modelo apresenta o maior custo do serviço de gerenciamento de dados, R$ 4.198,00/ano.

Além disso, a respeito do plugue no carregamento, todos os modelos apresentam diferenças. O fabricante WEG disponibiliza tipo CCS 2 (padrão europeu), o East Energy com modelo CCS2 (padrão europeu) ou CHAdeMO (padrão japonês) e T2 (padrão europeu), Electricmobility CCS2 (padrão europeu), CHAdeMO (padrão japonês) e T2 (padrão europeu). O último modelo citado consegue atender a maioria dos VEs citados.

Na estação de carregamento CA há seis modelos principais, apresentando em comum nos carregadores o grau de vedação IP54 (modelos WEG IP65), fonte de tensão alternada de entrada 220/380V, comunicação com 3G/4G, Wifi e Ethernet. Além disso, contém disponibilização de API (interface de processamento de aplicações) com diferenças quanto ao custo e são preparados para software de pagamento.

O primeiro modelo CA, o fabricante East Energy com EVAC-22kW tem estoque para troca e não possui montagem e suporte no Brasil, Figura 1.23. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência de saída de 22 kW, garantia de 1 ano, máxima corrente de entrada em 32 A, comprimento do cabo em 3 m, protocolo OCPP 1.6, 1 plugue para modelo tipo T2 e preço (2021) de R$ 10.600,00 com prazo de entrega em 74 dias.

Figura 1.23 Estação de Carregamento CA East Energy EVAC-22kW

Fonte: [1]

O Smart Wallbox 22 kW da Schneider Eletric tem estoque para troca e possui montagem e suporte no Brasil, Figura 1.24. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência de saída de 22 kW, garantia de 2 anos, máxima corrente de entrada em 40 A,

comprimento do cabo em 4,5 m, protocolo Modbus OCPP 1.6, 1 plugue para modelo tipo T2 e preço (2021) de R$ 12.500,00 com pronta entrega.

Figura 1.24 Estação de Carregamento CA Schneider Eletric Smart Wallbox 22 kW

Fonte: [1]

Já a versão Evlink Parking 22 kW tem estoque para troca e possui montagem e suporte no Brasil, Figura 1.25. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência de saída de 2x22 kVA, garantia de 2 anos, máxima corrente de entrada em 64 A, número de VE para carregamento simultâneo são 2, comprimento do cabo em 4,5 m, protocolo Modbus OCPP 1.6, 2 plugues para modelo tipo T2 e preço (2021) de R$ 35.000,00 com pronta entrega.

Figura 1.25 Estação de Carregamento CA Schneider Eletric Evlink Parking 22 kW

Fonte: [1]

Outro fornecedor, da WEG com Parking 1T2 G2 tem estoque para troca e não possui montagem e suporte no Brasil, Figura 1.26. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência de saída de 22 kW, garantia de 1 ano, máxima corrente de entrada em 32 A, comprimento do cabo em 5 m, protocolo RFID OCPP 1.6 JSON, 1 plugue para modelo tipo T2 e preço (2021) de R$ 14.000,00 com prazo de entrega em 90 dias.

Figura 1.26 Estação de Carregamento CA WEG Parking 1T2

Fonte: [1]

A versão Parking 2T2 G2 tem estoque para troca e não possui montagem e suporte no Brasil, Figura 1.27. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência de saída de 2x22 kW, garantia de 1 ano, máxima corrente de entrada de 64 A, número de VE para carregamento simultâneo são 2, comprimento do cabo em 5 m, protocolo RFID OCPP 1.6 JSON, 2 plugues para modelo tipo T2 e preço (2021) de R$ 20.500,00 com prazo de entrega em 90 dias.

Figura 1.27 Estação de Carregamento CA WEG Parking 2T2 G2

Fonte: [1]

O fornecedor Electricmobility possui o Efacec Public Charger com estoque para troca e não possui montagem e suporte no Brasil, Figura 1.28. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência de saída de 2x22 kVA, garantia de 1 ano + (1) ano, máxima corrente de entrada de 63 A, número de VE para carregamento simultâneo são 2, comprimento do cabo em 5 m, protocolo OCPP 1.6, 2 plugues para modelo tipo T2 e preço (2021) de R$ 37.800 com prazo de entrega em 90 dias.

Figura 1.28 Estação de Carregamento CA Electricmobility Efacec Public Charger

Fonte: [1]

De acordo com esses dados pode-se evidenciar, o tempo da garantia e o prazo de entrega, em que se destaca o fornecedor Schneider com 2 anos e modelos com pronta entrega. A empresa Electricmobility também merece destaque, oferecendo até dois anos, mas com 90 dias para entrega.

Além disso, todos os carregadores apresentados têm a mesma potência de 22 kW, protocolo OCPP, plugue tipo T2. Diante das características apresentadas, é preciso evidenciar que o carregador Schneider Eletric Smart Wallbox apresentou o melhor custo-benefício neste tipo de carregamento (CA), apresentando o valor de R$ 12.500,00. Porém, seu uso é limitado a recarga lenta, sendo interessante a instalação em locais comerciais, como condomínios, pois trazem recursos para monitoramento e gestão de energia.

1.1.5. Estrutura carport - Especificações técnicas do inversor

Para atender a demanda de eletricidade dos VEs e das BEs, os módulos e os inversores vêm contribuir como elementos da estrutura *carport* para VEs e BEs com diferentes modelos e suas especificações técnicas com custo unitário de cada equipamento.

No item 1.1.5 apresenta-se algumas representações de inversores e no item 1.1.6 módulos que são utilizados frequentemente e que apresentam melhor custo para configuração *on-grid*. A escolha do sistema depende de alguns fatores como: potência, área da instalação, inclinação dos módulos, etc.

Inversores *on-grid* são utilizados para o sistema de funcionamento dos módulos fotovoltaicos, que são conectados à rede de energia da concessionária. Com a rede trifásica

220/380 V, seleciona-se o inversor do tipo trifásico. A energia proveniente dos módulos fotovoltaicos são armazenadas e convertidas para o padrão da rede através do inversor solar.

Em termos gerais, foram selecionados oito inversores, variando a tensão de entrada de 300 V até 1100 V, dessa maneira, considerando potência mais usual, sendo eles de 20 kW dos fabricantes Sungrow, SMA, Huawei, SolarEdge, Growatt, Fronius e GoodWe para sistema *on-grid*.

Além disso, o modelo do fabricante Deye possui 5 kW com tensão de entrada máxima de 500 V e é operado para sistema híbrido, ou seja, havendo a possibilidade de armazenar a energia gerada através de bancos de baterias para utilizá-las no momento de baixa produção. O inversor híbrido possui maior aplicação quando comparado ao sistema *on-grid*, por exemplo, atuando para alimentar a carga no horário de ponta através da energia armazenada no sistema de baterias, onde há maiores demandas.

Outro produto importante que desempenha a mesma função do inversor é chamado de microinversor, a ligação é individualizada diretamente para cada módulo e atua com tensões menores. O modelo considerado é do fabricante Deye, considera-se que o mesmo possui 2 kW.

O primeiro produto analisado foi o inversor solar do fabricante Sungrow e modelo SG20KTL-M pesa 26 kg, Figura 1.29. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência máxima de entrada de 24 kWp, tensão máxima de entrada de 1000 V, potência nominal de saída de 20 kW, máxima corrente de saída de 31,9 A, THDi menor que 3%, eficiência de 98,6%, contém proteção para monitoramento de rede, proteção contra conexão reversa CC, proteção contra curto-circuito CA, proteção contra corrente de fuga, proteção contra surtos CC/CA do tipo II, interruptor CC, comunicação Wlan / Ethernet / RS485 / DI / DO, preço (2022) de R$ 13.900,00.

Figura 1.29 Inversor Sungrow SG20KTL-M 20 kW

Fonte: [3]

O segundo, do fabricante SMA Sunny Tripower e modelo STP20000TL-30 pesa 61 kg e possui garantia de 5 anos, Figura 1.30. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência máxima de entrada de 27 kWp, tensão máxima de entrada de 1000 V, potência nominal de saída de 20 kW, máxima corrente de saída de 29 A, THDi menor 3%, eficiência de 98,4%, ponto de seccionamento no lado de entrada, monitorização da ligação à terra, monitorização da rede, proteção contra inversão de polaridade CC, resistência a curtos-circuitos CA, unidade de monitorização de corrente residual sensível a todas as correntes, funções de gestão da rede orientadas devido ao *Integrated Plant Control*, disponibilização de potência reativa a qualquer hora, comunicação RS485, Speedwire/Webconnect, preço (2022) de 2.918,19,00 €.

Figura 1.30 Inversor SMA STP20000TL-30 20 kW

Fonte: [4]

Além desses, do fabricante Huawei e modelo SUN2000-20KTL-M0 pesa 25 kg e possui garantia de 10 anos, Figura 1.31. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui tensão máxima de entrada de 1080 V, potência nominal de saída de 20 kW, máxima corrente de saída de 33,5 A, THDi menor 3%, eficiência de 98,65%, inclui AFCI, interruptor CC de entrada, proteção anti-ilhamento, proteção contra sobrecarga de saída, proteção contra curto-circuito

de saída, proteção contra sobretensão de saída, proteção da conexão inversa de entrada, detecção de falhas em cadeia PV, proteção contra picos de tensão CC e CA, detecção de resistência de isolamento e unidade de monitoramento de corrente residual, comunicação e RS485 (opcional WLAN-FE/4G), preço (2022) de 2 890,08,00 €.

Figura 1.31 Inversor Huawei SUN2000-20KTL-M0 20 kW

Fonte: [5]

Também, do fabricante SolarEdge e modelo SE20.1K pesa 32 kg e possui garantia de 12 anos (podendo estender a 20 anos), Figura 1.32. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência máxima de entrada de 30,15 kWp, tensão máxima de entrada de 900 V, potência nominal de saída de 20,1 kW, máxima corrente de saída de 30,45 A, THDi menor 3%, eficiência de 98,3%, proteção contra reversão de polaridade CC, interruptor CC, proteção de sobretensão CC/CA tipo II, proteção contra curto-circuito de saída, detecção de falta de isolamento à terra, proteção de arco elétrico, monitoramento WiFi (ou GPRS), comunicação 2x RS485 (opcional celular e Wifi), preço (2022) de R$ 15.439,00.

Figura 1.32 Inversor SolarEdge SE 20 kW

Fonte: [6]

Já Growatt e modelo MID 20KTL3-X pesa 23 kg e possui garantia de 5 anos, Figura 1.33. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência máxima de entrada de 33 kWp,

tensão máxima de entrada de 1100 V, potência nominal de saída de 20 kW, máxima corrente de saída de 31,9 A, THDi menor 3%, eficiência de 98,8%, proteção de polaridade reversa de CC, interruptor CC, proteção de sobretensão CC/CA tipo II, proteção contra curto-circuito de saída, monitoramento de falta à terra, comunicação RS485/ USB e preço (2022) de R$ 18.390,00.

Figura 1.33 Inversor Growatt MID 20KTL3-X 20

Fonte: [7]

Adicionalmente, o fabricante Fronius com modelo Symo 20.0-3-M pesa 43,4 kg e possui garantia de 7 anos, Figura 1.34. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência máxima de entrada de 26 kWp, tensão máxima de entrada de 1000 V, potência nominal de saída de 20 kW, máxima corrente de saída de 31,9 A, THDi 1,3%, eficiência de 98,1%, possui medição do Isolamento CC, comportamento de sobrecarga, disjuntor CC integrado, tecnologia *snapinverter*, comunicação integrada de dados, superflex *design*, *dynamic peak manager*, *smart grid ready*, alimentação nula, *active cooling*, possui aplicativo solar.web APP para smartphone, gerenciador dinâmico de pico, comunicação Wlan/ Ethernet e preço (2022) de R$ 20.000,00.

Figura 1.34 Inversor Fronius Symo 20.0-3-M 20 kW

Fonte: [8]

Outro fabricante analisado é o GoodWe e modelo GW20KLV-MT pesa 40 kg e possui garantia de 5 anos, Figura 1.35. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência máxima de entrada de 26 kWp, tensão máxima de entrada de 800 V, potência nominal de saída de 20,7 kW, máxima corrente de saída de 54,5 A, THDi menor 3%, eficiência de 98,8%, proteção anti-ilhamento, proteção de polaridade reversa, detecção de resistência de isolamento, dispositivo de proteção contra surtos CC e CA (DPS) do tipo III, monitoramento de corrente residual, proteção sobrecorrente de saída, proteção de curto de saída, proteção de sobretensão de saída, possui sistema de monitoramento através do aplicativo (ou web Sems Portal), comunicação RS485 (ou Wifi ou GPRS ou PLC) e preço (2022) de R$ 19.000,00.

Figura 1.35 Inversor GoodWe GW20KLV-MT 20 kW

Fonte: [9]

Outro ponto a ser considerado são os inversores híbridos, destaca-se o fabricante Deye e modelo SUN5K pesa 32 kg e possui garantia de 5 anos, Figura 1.36. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência máxima de entrada: de 6,5 kWp, tensão máxima de entrada de 500 V, potência nominal de saída de 5 kW, máxima corrente de saída de 25 A, THDi menor 3%, eficiência: 97,6%, possui proteção contra raios de entrada no sistema fotovoltaico (FV), proteção anti-ilhamento, proteção de polaridade reversa de entrada da *string* do sistema FV, detecção do resistor de isolamento, unidade de monitoramento de corrente residual, proteção de sobrecorrente de saída, proteção de saída em curto, proteção de sobretensão de saída, inclui função paralelismo (permite a inclusão de mais inversores), podendo ser alimentado por até 4 fontes diferentes, comunicação RS485 – CAN e preço (2022) de R$ 13.499,00.

Figura 1.36 Inversor Híbrido Deye SUN5K 5

Fonte: [10]

Em adição a isso, o microinversor solar do fabricante Deye e modelo SUN2000G3 pesa 3,5 kg e possui garantia de 12 anos, Figura 1.37. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui potência máxima de entrada de 600 W por módulo, tensão máxima de entrada de 60 V, potência nominal de saída de 2 kW, máxima corrente de saída de 10,1 A, eficiência de 96,5%, podendo conectar até 4 placas solar, comunicação Wifi e preço (2022) de R$ 3.999,00.

Figura 1.37 Microinversor Deye SUN2000G3 2 kW

Fonte: [11]

Com o objetivo de complementar os tipos de inversores *on-grid*, destaca-se a seleção dos modelos microinversor e híbrido para um gerenciamento mais inteligente no uso da energia elétriCA O modelo híbrido do fornecedor Deye é bastante útil para os horários onde a demanda de energia e o custo são maiores, oferecendo uma maior eficiência e uma nova oportunidade de mercado. Porém, esse último perfil demanda um maior espaço e tem valor econômico associado quando comparado ao *on-grid*. Ademais, o microinversor apresenta controle individualizado para o painel, com isso, a monitorização é realizada para possíveis detecção de falhas e não causa interferência sobre as demais placas. Por outro lado, os microinversores estão localizados próximos aos módulos e dificulta sua manutenção.

A utilização de inversores *on-grid* tem papel importante para grande geração de energia, pois é preciso a utilização de vários módulos para suprir a possível demanda, além disso, sua instalação possui facilidade no acesso. De acordo com os setes modelos pode-se destacar, a eficiência em 98,8%, em que se destacam os fabricantes Growatt e GoodWe.

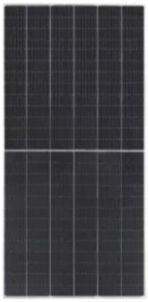
Outro aspecto a ser abordado é a garantia oferecida pelas empresas, já que possuem média em 5 anos, o inversor SolarEdge pode apresentar até 20 anos com a garantia adicional em relação aos 12 anos que a empresa oferece. Além disso, o microinversor Deye também se destaca na garantia oferecida.

1.1.6. Estrutura carport - Especificações técnicas do módulo solar

O módulo fotovoltaico recebe intensidade luminosa e produz energia elétrica. Há uma variedade de módulos no mercado, nos últimos anos, os módulos estão mais eficientes e produzindo maior energia por m². Os materiais utilizados para a fabricação são de dois tipos, o silício monocristalino e o silício policristalino, o primeiro é o mais comum devido à sua eficiência e ocupar menor espaço quando comparado ao segundo. Em relação aos painéis selecionados, há seis modelos principais no mercado com o uso de silício monocristalino, apresentados a seguir.

O modelo DHM-72L9/BF traz o diferencial back sheet transparente, onde maximiza o reflexo traseiro no módulo, conforme Figura 1.38. Os dados técnicos, segundo o fabricante, possui o tipo de célula silício monocristalino com 144 células, potência de 450 W, tensão de máxima potência de 42,11 V, corrente de máxima potência de 10,69 A, eficiência do módulo em 20,7 %, garantia do material e da tecnologia em 12 anos com opção para garantia linear de saída de 30 anos e o preço (2022) de R$ 1.350,00.

Figura 1.38 Módulo DHM-72L9/BF 450 W



Fonte: [12]

Já o modelo ODA450-36-MHT, conforme Figura 1.39, segundo o fabricante, possui o tipo de célula silício monocristalino com 144 células, potência de 450 W, tensão de máxima potência de 41,40 V, corrente de máxima potência de 10,87 A, eficiência do módulo em 20,7 %, garantia de 12 anos e preço (2022) de R$ 1.199,00.

Figura 1.39 Módulo OSDA ODA450-36-MHT 450 W

Fonte: [13]

Outra opção é o modelo SF-M15/144, conforme Figura 1.40, segundo o fabricante, possui o tipo de célula silício monocristalino com 144 células, potência de 415 W, tensão de máxima potência de 41,66 V, corrente de máxima potência de 10,05 A, eficiência do módulo em 20,52 %, garantia de 10 anos e preço (2022) de R$ 1.199,00.

Figura 1.40 Módulo Shinefar SF-M15/144 415 W

Fonte: [14]

No fabricante BYD, há o modelo 340PIK-36, conforme Figura 1.41, segundo o fabricante, possui o tipo de célula silício monocristalino com 144 células, potência de 340 W, tensão de máxima potência de 38,36 V, corrente de máxima potência de 8,86 A, eficiência do módulo em 16,90 %, garantia de 12 anos e preço (2022) de R$ 949,00.

Figura 1.41 Módulo BYD 340PIK-36 340 W

Fonte: [15]

O modelo UL-395M-144, conforme Figura 1.42, segundo o fabricante, possui o tipo de célula silício monocristalino com 144 células, potência de 395 W, tensão de máxima potência de 40,2 V, corrente de máxima potência de 9,83 A, eficiência do módulo em 19,91 %, garantia de 12 anos e preço (2022) de R$ 949,00.

Figura 1.42 Módulo Ulica UL-395M-144 395 W

Fonte: [16]

O SS-505-66-MTF, conforme Figura 1.43, segundo o fabricante, possui o tipo de célula silício monocristalino com 132 células, potência de 505 W, tensão de máxima potência de 37,48 V, corrente de máxima potência de 13,48 A, eficiência do módulo em 21,27 %, garantia de 15 anos e preço (2022) de R$ 1.499,00.

Figura 1.43 Módulo Sunova - SS-505-66-MTF 505 W

Fonte: [17]

Durante a seleção dos módulos foram escolhidos com base na tecnologia monocristalina devido a sua performance e consequentemente maior rendimento. Conforme esses fabricantes descritos para diferentes potências, a eficiência do painel e a garantia merecem distinção, visto que oferecem maior produção de energia e uma boa qualidade do produto, em que se destacam os fabricantes DAH, OSDA e Sunova, 20,7 % e 12 anos, 20,7 % e 12 anos, 21,27 % e 15 anos, respectivamente.

Dentre suas características, o painel Sunova apresenta o menor número de células, isso reduz a capacidade de geração de energia pela placa.

Tendo em vista os produtos, em comparação com as alternativas propostas. A disseminação da eletromobilidade traz diferentes perspectivas para os fabricantes, como Nex-Solar, Voltage Bikes, E-moving, E-move, TX-Motion, GTSM-1, Ezbike são algumas empresas de bicicletas elétricas. Na estação automatizada CA de BE notou-se pouca oferta de empresas, como também se destacou a Nex-Solar, a E-move e a Ezbike. Percebeu-se que, as bicicletas e os veículos elétricos têm diversos modelos disponíveis, porém não há modelos dominantes e padrões no mercado brasileiro.

A Renault, Chery, Nissan, JAC, Chevrolet e BMW são alguns dos fabricantes dos veículos elétricos. A presença de diferentes carregadores CA e CC para VEs se fazem cada vez presente nos seguintes fabricantes: East Energy, WEG, Electricmobility, Schneider. Além disso, é notório que o crescimento da utilização de BEs e de VEs demandará um portfólio de carregadores e estrutura aliados as melhores tecnologias do setor.

Outro ponto que merece destaque se refere a construção da estrutura na estação de recarga, onde se verificou as características dos modelos mais relevantes no mercado em

relação aos módulos fotovoltaicos e aos inversores. Com a avaliação pretendeu-se analisar as informações com maior destaque diante da potência máxima e tensão de entrada, da potência nominal e máxima corrente de saída, da eficiência do inversor. Verificou-se que os fabricantes Growatt e GoodWe obtiveram a máxima eficiência avaliada em 98,8%. Além disso, a empresa SolarEdge possui o destaque na garantia padrão de 12 anos, podendo estender por mais anos. Em relação aos módulos FV, o fabricante Sunova possui o destaque na garantia padrão de 15 anos.

O investimento em eletromobilidade contribui para o desenvolvimento das cidades, utilizando uma infraestrutura com energia solar, devido ao aumento da demanda de energia. Como apresentado, a escolha do carro elétrico, da bicicleta elétrica, da sua estação de recarga juntamente com uma estrutura solar, configurou-se como uma estratégia para a estruturação da mobilidade urbana com suas especificações técnicas. Partido deste princípio, tratou-se de um tema complementar no que tange a pesquisa de eletromobilidade, estruturando o desenvolvimento no modelo de mercado.

1.2. JUSTIFICATIVA (MOTIVAÇÃO) PARA O DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

Com a inauguração do primeiro eletroposto de recarga rápida em Mato Grosso do Sul, situado na cidade universitária da Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS, este surge como um marco no desenvolvimento da eletromobilidade na capital, além de assumir instrumento de pesquisa como laboratório de ensino, pesquisa e aprendizagem. Adicionalmente, oferece à comunidade novos serviços de mobilidade, estimula o fortalecimento de inovações tecnológicas, propicia o estudo da infraestrutura da rede elétrica, incentiva prospecção de custos no contexto da estação de recarga rápida. Além disso, juntamente com o avanço das políticas públicas em Mato Grosso do Sul, o projeto contribui para o Estado Carbono Neutro até 2030, baseado na Lei Estadual nº 4.555, de 15 de julho de 2014, para sua implantação, em 2016. Assim, a oportunidade de incentivar o modelo de Eletroposto UFMS, reforça o conceito de governança ambiental, social e corporativa, ou seja, questões de ESG (*environmental, social and governance*) com valores para todas as partes interessadas.

A abertura desse espaço laboratorial, possibilita a qualificação profissional dos pesquisadores, tanto no estudo da rede elétrica em que está inserido quanto na prototipação

para aplicações de fluxo bidirecional entre o transporte elétrico e à rede, conhecido como V2G (*Vehicle to Grid*), o que identifica oportunidades no desenvolvimento de produtos. O Eletroposto UFMS surge como uma possibilidade na construção de modelo de negócio para criar oportunidades de estudo técnico e econômico.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo Geral

O objetivo geral consiste em caracterizar a prospecção de custo que possa auxiliar na análise de viabilidade técnico-econômica da instalação de um eletroposto no setor III da UFMS tendo como inspiração o estudo da infraestrutura de recarga do eletroposto conceito que está instalado no Setor I.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Analisar o modelo elétrico, identificando os equipamentos e suas características de natureza elétrica do eletroposto do Setor I;

- Modelar e analisar o impacto técnico da introdução do eletroposto na rede elétrica, envolvendo perfil de tensão, fluxo de potência e perdas para diferentes cenários. Para tanto, será considerado o estudo da rede de média tensão do Setor III da universidade;

- Formular o planejamento energético do Eletroposto mensal, compreendendo a precificação baseado na potência e no custo da energia no modelo dentro do setor da UFMS e Independente, diferindo este último no faturamento por meio do incremento da demanda contratada.

- Analisar detalhadamente os cenários de investimento e dos possíveis custos anuais associados, visando assegurar que o retorno esperado seja positivo a médio prazo. Além disso, é fundamental considerar que cada tipo de investimento pode impactar tanto na receita quanto no lucro. A tarifa de recarga será o resultado dessas análises, avaliadas em 20 anos, incluindo custos anuais e possíveis receitas anuais, bem como o perfil da carga global

do eletroposto e indicadores financeiros. Esse processo visa garantir um preço competitivo e estabelecer uma metodologia precisa para o cálculo da tarifa de recarga.

1.4. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO (RESUMO DOS CAPÍTULOS):

O trabalho está dividido em 6 capítulos: Introdução, Inspiração e Metodologia, Análise Técnica, Pressuposição do Modelo de Negócio, Resultados e Conclusões.

No Capítulo 1, é abordada uma revisão bibliográfica de mercado, mostrando as principais características dos transportes elétricos, dos carregadores, bem como elementos da estrutura física do *carport* solar, e os objetivos e suas justificativas.

No capítulo 2, abrange a metodologia proposta, onde apresenta o modelo elétrico do eletroposto instalado no câmpus da UFMS como inspiração para a pesquisa, conforme a coleta de dados através da análise in loco, durante a execução física da obra no Setor I.

Nos Capítulos 3 e 4, são discorridos individualmente proposta para avaliações técnicas e pressuposição do modelo de negócio do Eletroposto para o Setor III, respectivamente. O capítulo três contribui com a simulação de cenários reais a partir dos dados obtidos no capítulo anterior. Nele são estimados cenários de penetração dos veículos elétricos no barramento do BATLAB no Setor III da UFMS, sendo possível verificar o perfil de tensão dos barramentos e as perdas técnicas do alimentador através do fluxo de potência. Além disso, o capítulo quatro fornece um planejamento energético do modelo baseado na estratégia de utilização com baixa e alta carga. A configuração utilizada possivelmente reflete o comportamento diário do empreendimento no Setor III, de modo a permitir uma análise detalhada através do consumo mensal de energia e determinar a melhor estrutura tarifária.

O capítulo 5 mostra os resultados de viabilidade técnica e econômica da rede no Setor III. Também apresenta uma comparação entre os cenários de Dias Úteis (carga pesada nos barramentos) e Finais de Semana (carga leve nos barramentos), além de considerar a influência da geração solar em dias nublados, ensolarados e parcialmente ensolarados. Além disso, o resultado da tarifa de recarga será apresentado através das análises, expressa em R$/kWh, será

determinada com base na projeção de lucro a médio prazo em relação ao investimento avaliado e nos indicadores financeiros.

No Capítulo 6, são apresentadas as conclusões e propostas de continuidade do trabalho.

2. INSPIRAÇÃO E METODOLOGIA

Este capítulo contempla uma metodologia inspirada na infraestrutura do eletroposto instalada no câmpus principal da UFMS, localizado em Campo Grande/MS, partindo do acompanhamento da obra para o registro de informações. O objetivo é contribuir para a formulação de um modelo de precificação para um eletroposto de recarga rápida.

Com o intuito de estruturar as etapas de instalação do eletroposto, inspirado no modelo da UFMS do Setor I, e analisar a infraestrutura elétrica. São apresentadas suas características por meio de registros fotográficos durante a fase de implantação física, que se estendeu de abril a novembro de 2022, e culminando com sua inauguração em abril de 2023.

2.1. INSPIRAÇÃO: ANÁLISE DO EMPREENDIMENTO NO SETOR I

A transição para mobilidade elétrica deu o primeiro passo no ambiente universitário na UFMS através do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento – código ANEEL PD-06961-3850010/2019, coordenado pelo professor Dr. Ruben Barros Godoy.

Para o acompanhamento da execução do projeto, os resultados gerados são descritos. Para tal, desenvolve-se o acompanhamento semanal composto por nove fases de execução (terraplanagem, fundação, instalações, estrutural, pavimentação, entrada de energia, acabamentos gerais, sistema fotovoltaico, ajustes e distribuição final). Ao final, avalia-se os possíveis impactos com base no projeto e no seu aspecto construtivo, sendo compreendido carregamentos de veículos elétricos de recarga rápida, de bicicletas elétricas e de patinetes elétricos alimentados através de um sistema de recarga eficiente por meio da associação do sistema fotovoltaico (FV) e do sistema de armazenamento de energia por baterias.

No caso, a primeira destas fases, terraplanagem, apresenta 30% de empolamento conforme a natureza do solo argiloso, vista na Figura 2.1. Além disso, considerando a fundação como a segunda fase do processo, na Figura 2.2, compreende a construção de três blocos, cada um composto por duas estacas com 35 cm de diâmetro. Na terceira, a fase das instalações, compreendido pela instalação de caixas de passagem 30x30x30, de eletrodutos e de canos de PVC para as áreas das três estações (bicicletas, veículos e patinetes) no eletroposto, conforme

Figura 2.3. Na quarta etapa, ocorre a fase estrutural, com um especial destaque na implementação do pórtico fixado nos blocos com peças prontas, sendo compreendido por quatro treliças em cada bloco, o qual é mostrado na Figura 2.4. Durante a quinta fase, a pavimentação, associado com o início da primeira camada de asfalto, seguida pela fixação do piso intertravado, ilustrados na Figura 2.5.

Figura 2.1 Primeira fase: Terraplanagem.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 2.2 Segunda fase: Fundação.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 2.3 Terceira fase: Instalações.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 2.4 Quarta fase: Estrutural.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 2.5 Quinta fase: Pavimentação.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

O sistema instalado no Setor I configura-se como um empreendimento sustentável e inovador desde sua construção, abrangendo a reutilização dos resíduos da construção civil na etapa de fundação, o uso de piso intertravado com alta permeabilidade e menor consumo de energia durante sua fabricação.

Já a sexta etapa, a entrada de energia, o ponto a ser iniciado é a instalação do poste padrão para entrada de energia, situado próximo à pista de saída é mostrado na Figura 2.6. Na sétima etapa, nomeada de acabamentos gerais, ocorrem o revestimento em ACM (*Aluminium Composite Material*), a vedação das caixas de passagem e a inserção dos pontos com caixa de luz para iluminação externa. Há ainda outros detalhes, por exemplo, a instalação do transformador a óleo 112,5 kVA, 13,8 kV: 0,38 kV, o resultado pode ser visto na Figura 2.7.

Na etapa oito é acrescentado o sistema fotovoltaico para o *carport*. Para o alcance desse objetivo, segundo as definições do projeto, o sistema instalado possui 18 kWp na cobertura do eletroposto. Como houve execução de várias fases simultaneamente, a etapa nove, chamada ajustes e distribuição final, busca mostrar a finalização do estrutural (fase 3), das instalações (fase 4), do padrão de energia (fase 6) e do sistema FV (fase 8).

Figura 2.6 Sexta fase: Entrada de Energia.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 2.7 Sétima fase: Acabamentos Gerais.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 2.8 Oitava fase: Sistema Fotovoltaico.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 2.9 Nona fase: Ajustes e Distribuição Final.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Em termos das instalações, é finalizado a etapa com a inserção do *bikesharing*, composto por dez bicicletas elétricas 522 Wh com docas individualizadas e um totem *wifi* da empresa Ezbike, onde irá agregar valor à eletromobilidade. Sua estrutura internamente contém um totem composto por um modem 4G, também, fonte CC 5V/12V, responsável pela conexão elétrica com as docas. Ademais, há um *nobreak*, prevendo possíveis falhas na rede e trazendo segurança ao sistema. Na estação dos patinetes contém tomadas, aumentando a oferta e fomentando o incentivo a micromobilidade.

Por fim, em relação ao quadro geral de baixa tensão (QGBT), conforme as definições do projeto foram divididos em cinco circuitos, o carregador veicular com disjuntor trifásico caixa moldada 150 A, o inversor 15 kW com disjuntor termomagnético (DTM) trifásico 32 A, o inversor 5 kW com backup box com DTM monofásico 32 A, a tomada de iluminação com

DTM monofásico 16 A, a tomada dos patinetes com DTM monofásico 20 A e o alimentador geral com disjuntor trifásico caixa moldada 175 A. Na Figura 2.10 mostra-se a conclusão do eletroposto na inauguração em abril de 2023.

Figura 2.10 Inauguração do eletroposto UFMS de recarga rápida.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Para fomentar o uso da recarga veicular, a UFMS recebeu um veículo elétrico, sendo útil para o deslocamento da equipe de segurança na universidade. O veículo consiste no modelo Renault ZOE – Life/Intense 2021, classificado como 100% elétrico, conversor CA 22 kW, carregamento CC 50 kW e autonomia de 254 km.

2.2. CARACTERIZAÇÃO DO ELETROPOSTO NO SETOR I

A infraestrutura é composta de acordo com as tendências de carregamento no mercado, na época de sua implementação. Dentre a consulta bibliográfica e o empreendimento, nota-se o mercado com preferência por estações de carregamento em corrente alternada. Desta forma, estabelece-se na tabela seguinte os modelos de equipamentos, conforme Tabela 2.1.

Tabela 2.1 Equipamentos do Eletroposto UFMS.

Modelos	Especificação
Carregamento Veícular Electricmobility Efacec QC45	1 x 50 kW + 1x43kVA
Estação *e-bikes* Ezbike com Totem	10x522 Wh
Ponto de tomada para Patinete Elétrico	2x 10A
Inversor Solar Huawei Trifásico SUN2000-15KTL-M2/ *On-grid*	1x15 kW
Inversor Solar Huawei Monofásico SUN2000-5KTL-L/ Híbrido+Backup Box Huawei B0	1x5 kW
Bateria de Lítio Huawei LUNA2000- 5-S0	2x 5 kWh
Placa Fotovoltaica DAH Bifacial DHM-72L9/BF	56x450 W

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Verifica-se o modelo do carregador de recarga rápida CC QC45 Efacec Electric Mobility com tensão de saída 50-500Vdc e potência CC 50 kW/ CA 22 kVA, conforme Figura 2.11.

Figura 2.11 Estação Veicular Efacec QC45.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Outro ponto analisado corresponde a área da estação das bicicletas, conforme Figura 2.12, onde internamente no totem *wifi* há um modem 4G, também, fonte CC 5V/12V. Além disso, contém 5 tomadas de piso em cada lado para cada bicicleta, onde as especificações técnicas da bateria pode ser vista na Figura 2.13.

Figura 2.12 Estação *e-bikes* Ezbike.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 2.13 Especificação Técnica na Bateria da Bicicleta.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Na perspectiva do sistema fotovoltaico, observa-se a estrutura do sistema de 18 kWp *on-grid* com inversor Huawei trifásico 15 kW, conforme Figura 2.14, com 56 módulos *Building Integrated PhotoVoltaics* (BIPV) na cobertura do eletroposto com conexão padrão MC4, de acordo com as definições do projeto na Figura 2.15.

Figura 2.14 Inversor *on-grid* 15 kW Huawei.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 2.15 *Carport* Solar.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Ademais, conforme o sistema *off-grid*, foi dimensionado para os circuitos prioritários, como circuitos de iluminação e de energização das bicicletas no totem. A bateria de lítio inteligente Huawei armazena através da energia solar, onde possui capacidade de 10

kWh, com *Backup Box* Huawei B0 monofásico e inversor solar Huawei híbrido monofásico 5,5 kW, as Figuras. 2.16, 2.17 e 2.18 ilustram.

Figura 2.16 Bateria de Lítio 10kWh Huawei.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 2.17 Inversor Híbrido 5,5 kW Huawei.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 2.18 Especificação Técnica *Backup Box* Huawei B0 monofásico.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Além dessas considerações, na Figura 2.19 observa-se a instalação de duas tomadas 10 A no ponto de carregamento dos patinetes.

Figura 2.19 Estação dos Patinetes.

Fonte: [Elaborada pelo autor].

O eletroposto, inspiração do estudo, está atualmente instalado no Setor I do câmpus da Cidade Universitária da UFMS, a área ocupada situa-se próximo do restaurante universitário. A transição para a mobilidade elétrica que, associada a expansão da demanda, surge como oportunidade de instalação no Setor III, de um novo eletroposto, despontando como uma proposta de introduzir um novo conceito de modelo de referência nacional. No planejamento considera-se o mesmo modelo instalado a ser analisado no barramento do Laboratório de Inteligência Artificial, Eletrônica de Potência e Eletrônica Digital (BATLAB).

Para isso, a pesquisa é dividida em duas etapas, onde é dedicada à análise técnica e a outra à análise econômica.

Dessa forma, na primeira etapa, são conhecidos os elementos relativos à linha e à barra do eletroposto, bem como dados do consumo de energia. Nesta etapa, definem-se os parâmetros para a modelagem do sistema de distribuição de média tensão em outro barramento do câmpus. Este é introduzido para modelagem da rede do Setor III, e o local escolhido possui grande potencial de utilização nos próximos anos, o BATLAB.

Para modelar a rede, serão apresentados cenários para determinar os possíveis impactos técnicos ocasionados com a penetração dos veículos elétricos no planejamento do eletroposto no barramento do laboratório, neste caso, algumas considerações serão previstas com base na rede real.

Na segunda etapa, identifica-se suas características, com foco principal na precificação baseado na utilização e no custo da energia no Setor III. Uma análise financeira é então apresentada como importante passo para otimização do modelo e da sua fiabilidade dentro do mercado.

Na análise financeira, serão discriminados a tarifação para o consumidor atendido em média tensão de 13,8 kV e, consequentemente, enquadrado no subgrupo A4 [20]. Assim, é valido considerar a existência das modalidades Azul e Verde da concessionária local de MS, conforme valores de tarifas vigentes para as demais classes, descritos no Anexo A.

Sob esse viés, o consumidor enquadrado tem tarifa binômia. Na tarifa horária Azul, são previstos tarifas de demanda e de consumo tanto na ponta quanto fora de ponta. Na Verde, de demanda (sem segmentação horária) e de consumo (ponta e fora de ponta) [20].

Além disso, sugere-se para a precificação a abordagem através de cinco variáveis (investimento, custo de recarga veicular para a concessionária, custo operacional do empreendimento, energia consumida dos VEs e receita da GD, se houver), tal como se vê no equacionamento (1) e (2):

$$\text{Precificação} = \text{DCR}/\text{EC} \quad (1)$$

$$\text{DCR} = -(\text{Investimento} + \text{Custos}) + (\text{Receita}) \quad (2)$$

Onde DCR é o somatório das receitas e dos custos das quatro variáveis na moeda (R$) e EC como o provável consumo de energia acumulada (kWh) pelos veículos elétricos.

Além disso, são analisados cenários anuais para precificar o custo da recarga, onde são considerados três cenários de investimentos, custos de manutenção e de operação, e possíveis receitas da geração distribuída, que complementam o fluxo financeiro ao longo de 20 anos.

Para a viabilidade econômica, conforme o planejamento energético, serão comparados os dois tipos de tarifas e exposto o melhor cenário econômico mensal do Eletroposto no Setor III. Nos cenários projetados para um horizonte de 20 anos.

Por sua vez, para a análise financeira, é fundamental a avaliação de três indicadores principais. Primeiramente, a taxa interna de retorno (TIR) é crucial para avaliar a rentabilidade do cenário, comparando a taxa de oportunidade com a taxa interna de retorno projetada [27]. O *payback* determina o período necessário para que o fluxo de caixa acumulado iguale ao valor do investimento inicial [27]. Outro indicador, o valor presente líquido (VPL) calcula a diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa acumulado e o investimento inicial, fornecendo uma medida do retorno superior ao custo inicial [27].

Sob essa perspectiva, inicialmente é avaliado o VPL para assegurar cenários que oferecem retorno positivo. Em seguida, proceder-se-á à avaliação da TIR e do *payback*, com o objetivo de apresentar uma TIR consideravelmente superior à taxa mínima, evidenciando sua atratividade. Assim, essa abordagem proporcionará uma visão abrangente da viabilidade financeira e do risco associado.

2.3. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Constatou-se que a estrutura em *carport* solar na área da infraestrutura, fornece suporte ao sistema de 18 kWp *on-grid* com 56 módulos, de modo a fomentar a geração de energia, além de servir como telhado. Em relação as cargas, os componentes e as especificações da estação veicular atendem às expectativas de potência da maioria dos veículos elétricos comercializados, permitindo uma recarga rápida de até 50 kWh.

Adicionalmente, o eletroposto contém um inversor híbrido Huawei monofásico de 5,5 kW juntamente com duas baterias de lítio Huawei de 5 kWh para suprir a necessidade do circuito de emergência. Nesse contexto, a cobertura a partir de módulos FV torna-se uma escolha energética inteligente autossustentável, reduzindo a emissão de carbono. Através do sistema implantado, se fomenta o desenvolvimento inovador na geração de energia renovável com recarga elétrica, e principalmente, sustentável para impulsionar o desenvolvimento de um plano de negócios próprio.

Outro aspecto a ser destacado é sua localização no ambiente da universidade, em área com grande fluxo de pessoas, além de ser uma oportunidade para outras instituições públicas. Além desses resultados, a integração da micromobilidade (estação de bicicletas elétricas e tomadas para patinetes elétricos) no empreendimento mostra o potencial de soluções para tornar pequenos deslocamentos mais eficientes e a mudança de comportamento na troca de veículos a combustão e, consequentemente, redução na emissão de gases poluentes, ampliando o acesso da comunidade.

Vale destacar que, a instalação deste eletroposto surge de forma promissora na geração distribuída, pois a nova tendência indica veículos elétricos injetando energia armazenada à rede (V2G) a partir de suas baterias, sendo, portanto, um provável local associado à compra e venda de energia no futuro, bem como de soluções de auxílio à rede da distribuidora (através de serviços ancilares). Já existem pesquisas para o sistema de carregamento sem fio neste eletroposto, e esse modelo pode, futuramente, permitir a recarga por indução.

3. ANÁLISE TÉCNICA

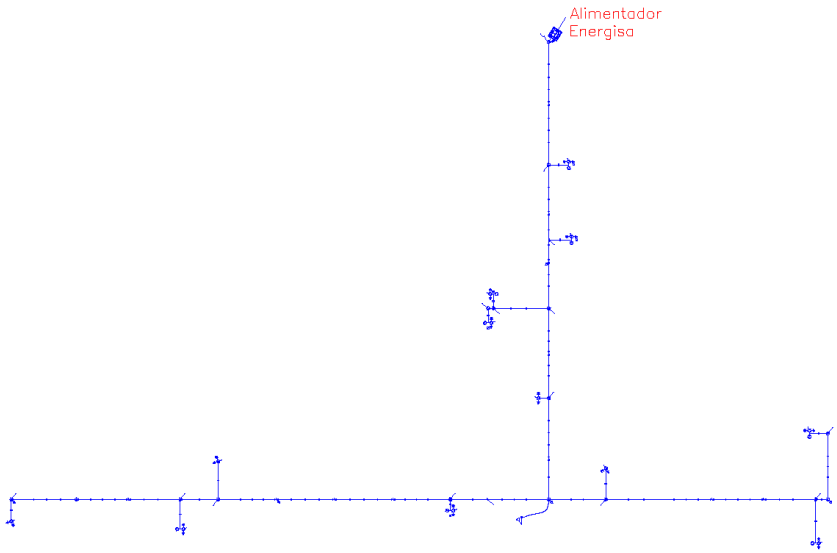
No local em estudo há alguns barramentos distribuídos no Setor III, tais como barramento Unital, barramento Fapec, barramento Sala da Musica, barramento Extensão da Química, barramento Curso da Musica, barramento GRM, barramento ESAN, barramento DEA, barramento da Química, barramento do Laboratório de Resíduos, barramento BATLAB, barramento Laboratório de Anatomia e barramento do Biotério.

3.1. MODELAGEM DA REDE

3.1.1. Caracterização do sistema da rede de distribuição do Setor III (S3)

Para isso, a unidade consumidora 10/1101-5 do Setor III é um sistema radial de 14 Barras, podendo ser observada esses aspectos na Figura 3.1. Além disso, a Tabela 3.1 apresenta a impedância do alimentador da rede de média tensão (13,8kV) SB CG Lageado, conforme dados fornecidos pela concessionária local.

Figura 3.1 Barramentos do Setor III da UFMS.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 3.1 Impedância do Alimentador (SB CG Lageado).

Dados do Alimentador	Impedância - Z (Ω)
Impedância de sequência zero	4,966 +j 17,618
Impedância de sequência positiva	2,543 +j 4,619

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Sendo o circuito primário composto pela rede primária e todos os ramais de ligação do setor (LD), a extensão total da rede está conforme Tabela 3.2 e a extensão parcial ilustrado na Tabela 3.3. Também é válido citar os valores de impedância para o condutor de média tensão, com dados retirados de [22].

Tabela 3.2 Extensão Total da Rede.

Trechos	km
Rede primária + Ramal de ligação	0,988

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 3.3 Extensão Parcial da Rede.

Trecho	km	Tipo	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	C (F)
LD 1	0,071	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 1.1 (Ponto de Conexão Unital)	0,0115	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 2	0,0430	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 2.1 (Ponto de Conexão Fapec)	0,0130	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 3	0,0390	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 3.1	0,0320	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 3.2 (Ponto de Conexão Sala Música)	0,0080	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 3.3 (Ponto de Conexão Extensão Química)	0,0110	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 4	0,0520	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 4.1 (Ponto de Conexão Curso Música)	0,0060	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5	0,058	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5.1.1	0,033	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5.1.2 (Ponto de Conexão GRM)	0,018	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5.1.3	0,121	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5.1.4 (Ponto de Conexão ESAN)	0,026	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5.1.5 (Ponto de Conexão DEA)	0,056	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5.2.1 (Ponto de Conexão Curso Química)	0,0190	Subterrâneo	0,9482	0,1924	2,822	1,8222	$169x10^{-9}$
LD 5.2.2	0,0570	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5.2.3 (Ponto de Conexão Laboratório Resíduos)	0,0070	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5.2.4	0,134	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5.2.5 (Ponto de Conexão BATLAB)	0,022	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5.2.6	0,0220	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5.2.7 (Ponto de Conexão Laboratório Anatomia)	0,0180	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$
LD 5.2.8 (Ponto de Conexão Biotério)	0,110	Aérea	0,8067	0,152	2,2058	0,1085	$211x10^{-9}$

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Na Tabela 3.4 está expressa a proteção contra sobrecorrente de cada local através da instalação de chaves fusíveis na derivação e na alimentação de transformadores. A proteção contra sobretensão é por meio de para-raios com corrente de descarga nominal de 10 kA e tensão nominal de 12 kV, ZnO, encapsulados em material polimérico. Presente em todos os transformadores de distribuição e nas entradas e saídas da subestação do Setor III.

Tabela 3.4 Chaves Fusíveis.

Local	Tipo
Posto Transformação (Unital)	100A/10K
Posto Transformação (Fapec)	100A/10K
LD 3.1 (Ramal de Derivação)	100A/25K
Posto Transformação (Sala Música)	100A/10K
Posto Transformação (Extensão Química)	100A/10K
Posto Transformação (Curso Música)	100A/6K
Posto Transformação (GRM)	100A/3H
Posto Transformação (ESAN)	100A/5H
Posto Transformação (DEA)	100A/6K
Posto Transformação (Curso Química)	100A/10K
Posto Transformação (Laboratório Resíduos)	100A/6K
Posto Transformação (BATLAB)	100A/5H
Posto Transformação (Laboratório Anatomia)	100A/3H
Posto Transformação (Biotério)	100A/10K

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Em relação aos transformadores de cada barramento, suas especificações e maiores detalhes sobre potência, tensão secundária e impedância percentual do trafo estão descritos na Tabela 3.5. Todos os transformadores têm tensão nominal 13,8:0,22 kV em operação.

Tabela 3.5 Transformadores.

Locais	Potência	Tensão Secundária	Zt (%)
GRM, Anatomia	75 kVA	220/127V	0,035; 0,0345
ESAN, BATLAB	112,5 kVA	220/127V	0,0345; 0,036
Curso Música, DEA, Laboratório Resíduos	150 kVA	220/127V	0,033; 0,0344; 0,033
Unital, Fapec, Sala da Música, Extensão da Química, Curso da Química, Biotério	225 kVA	220/127V	0,042; 0,045; 0,0451; 0,042; 0,045; 0,045

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Para o circuito secundário de distribuição, são 13 pontos de conexão no setor, sendo que cada local é atendido em média tensão com ligação trifásica. A maioria das subestações são aéreas, como foi mostrado na Tabela 3.3. O curso da Química, no entanto, possui o ramal de ligação subterrâneo, derivado da rede aérea. Além disso, em alguns locais há geração distribuída fotovoltaica, conectados nos barramentos respectivos, ilustrados a seguir na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 Dados Geração Distribuída Fotovoltaica.

Dados	P (kWp)	Q (kVAr)	V (kV)
GD-Fapec	69,42	0	0,22
GD-Sala da Música	42,72	0	0,22
GD-Extensão da Química	42,72	0	0,22
GD-Curso da Música	120,6	0	0,22
GD-ESAN	60,3	0	0,22
GD-Curso da Química	60,3	0	0,22
GD-BATLAB	60,3	0	0,22

Fonte: [Elaborada pelo autor].

3.1.2. Carga estimada

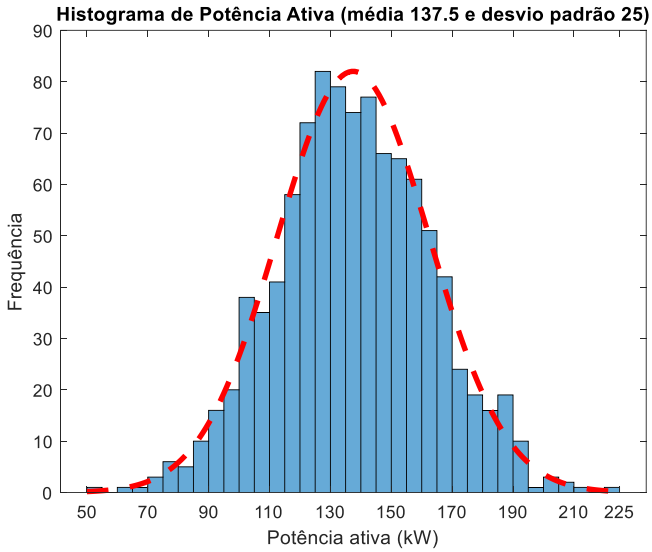
Na estimação dos dados de carga, considera-se a utilização de métodos estatísticos com base na distribuição normal. Para isso, os dados de potência ativa os quais originaram no *software* MATLAB/2018b, foram 1000 amostras com média 137,5 kW e desvio padrão 25 kW, obedecendo o intervalo de potência ativa 50-225 kW. Assim, através de funções padrões no programa, o código foi estruturado para obtenção das amostras, conforme a Figura 3.2. Ademais, a Figura 3.3, mostra o histograma com o resultado.

Figura 3.2 Implementação da geração dos dados para o MATLAB.

```
mi = 137.5; sigma = 25;total_amostras = 1000; pot_min = 50; pot_max = 225;
distnormal_geracaodados = normrnd(mi, sigma, 1, total_amostras);
geracao = max(min(distnormal_geracaodados, pot_max), pot_min);
histogram(geracao, pot_min:5:pot_max);
y=histogram(geracao, pot_min:5:pot_max);
y=histogram(geracao, pot_min:5:pot_max);
```

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 3.3 Histograma dos dados de carga para o setor.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

Dessa maneira, o programa selecionou aleatoriamente 13 amostras a partir dessa distribuição, possibilitando a utilização dos valores como uma provável carga pesada para cada ponto de conexão durante o dia, considerando um fator de potência de 0,93, indutivo, conforme descrito a seguir na Tabela 3.7. Esta carga será prevista para Dias Úteis mensal.

Tabela 3.7 Carga pesada do setor.

Carga	P (kW)	Q (VAr)	V (kV)
Carga Unital	220	87	0,22
Carga Fapec	220	87	0,22
Carga Sala da Musica	220	87	0,22
Carga Extensão da Química	220	87	0,22
Carga Curso da Musica	120	47	0,22
Carga GRM	70	28	0,22
Carga ESAN	100	40	0,22
Carga DEA	120	47	0,22
Carga Curso da Química	220	87	0,22
Carga Laboratório Resíduos	120	47	0,22
Carga BATLAB	100	40	0,22
Carga Laboratório Anatomia	70	28	0,22
Carga Biotério	220	87	0,22

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Para a carga leve, presume-se, que nos períodos dos finais de semanas, a carga seja 30% da potência aparente da carga pesada, conforme Tabela 3.8.

Tabela 3.8 Carga leve do setor.

Carga	P (kW)	Q (VAr)	V (kV)
Carga Unital	66	26	0,22
Carga Fapec	58,5	23	0,22
Carga Sala da Musica	57	23	0,22
Carga Extensão da Química	55,5	22	0,22
Carga Curso da Musica	42	17	0,22
Carga GRM	19,5	8	0,22
Carga ESAN	31,5	12	0,22
Carga DEA	36	14	0,22
Carga Curso da Química	54	21	0,22
Carga Laboratório Resíduos	34,5	14	0,22
Carga BATLAB	22,5	9	0,22
Carga Laboratório Anatomia	15	6	0,22
Carga Biotério	45	18	0,22

Fonte: [Elaborada pelo autor].

3.1.3. Aplicação da modelagem na rede da unidade consumidora

No que diz respeito aos elementos da rede de distribuição de energia da unidade consumidora, sob o ponto de vista dos barramentos, propõe-se a abordagem para três tipos de barras (geração distribuída, carga e alimentador). No estudo do fluxo de potência, são fornecidas as variáveis de entrada e obtidas as incógnitas. Nesse sentido, na barra do tipo PV são conhecidos os dados de entrada da potência ativa e da tensão, e são gerados informações da potência reativa e do ângulo de tensão [23]. Em relação à barra PQ, são consideradas a injeção da potência ativa e da reativa, e gerados dados de magnitude e do ângulo de tensão [23]. Para barra do tipo Vθ (*swing*), é necessário fornecer as características do valor da tensão e, como resultado, têm-se a potência ativa e a reativa [23].

O modelo leva em consideração 0,988 km de extensão, a partir do modelo de linha com parâmetros distribuídos para representar os condutores da rede radial de distribuição com derivações [26]. Além disso, a barra do alimentador do setor é do tipo *swing*, as 7 barras de geração distribuída é do tipo PV, as barras das cargas são do tipo PQ. As Tabelas 3.9, 3.10 e 3.11 com os dados utilizados no *software* estão descritos a seguir.

Tabela 3.9 Impedância do Alimentador no Sistema p.u.

Nome do Barramento	Local	Tipo	V (kV)	R (pu)	XL (pu)	Base (MVA)
Barra 1	Alimentador EMS	swing	13,8	1,3354	2,425	100

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 3.10 Impedância dos Transformadores no Sistema p.u.

Nome do Barramento	Local	Tipo	kVA	R (pu)	XL (pu)
Barra 2	Trafo Unital	Δ/ Y	225	0,00622	0,0000532
Barra 3	Trafo Fapec	Δ/ Y	225	0,00622	0,0000574
Barra 5	Trafo Sala da Música	Δ/ Y	225	0,00622	0,0000575
Barra 6	Trafo Extensão da Química	Δ/ Y	225	0,00622	0,0000532
Barra 7	Trafo Curso da Música	Δ/ Y	150	0,00683	0,0000399
Barra 9	Trafo GRM	Δ/ Y	75	0,008	0,0000413
Barra 10	Trafo ESAN	Δ/ Y	112,5	0,00733	0,0000414
Barra 11	Trafo DEA	Δ/ Y	150	0,00683	0,0000419
Barra 8	Trafo Curso da Química	Δ/ Y	225	0,00622	0,0000574
Barra 12	Trafo Laboratório Resíduos	Δ/ Y	150	0,00683	0,0000399
Barra 13	Trafo BATLAB	Δ/ Y	112,5	0,00733	0,0000436
Barra 14	Trafo Laboratório Anatomia	Δ/ Y	75	0,008	0,0000403
Barra 15	Trafo Biotério	Δ/ Y	225	0,0062	0,0000574

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 3.11 Informações Adicionais dos Barramentos.

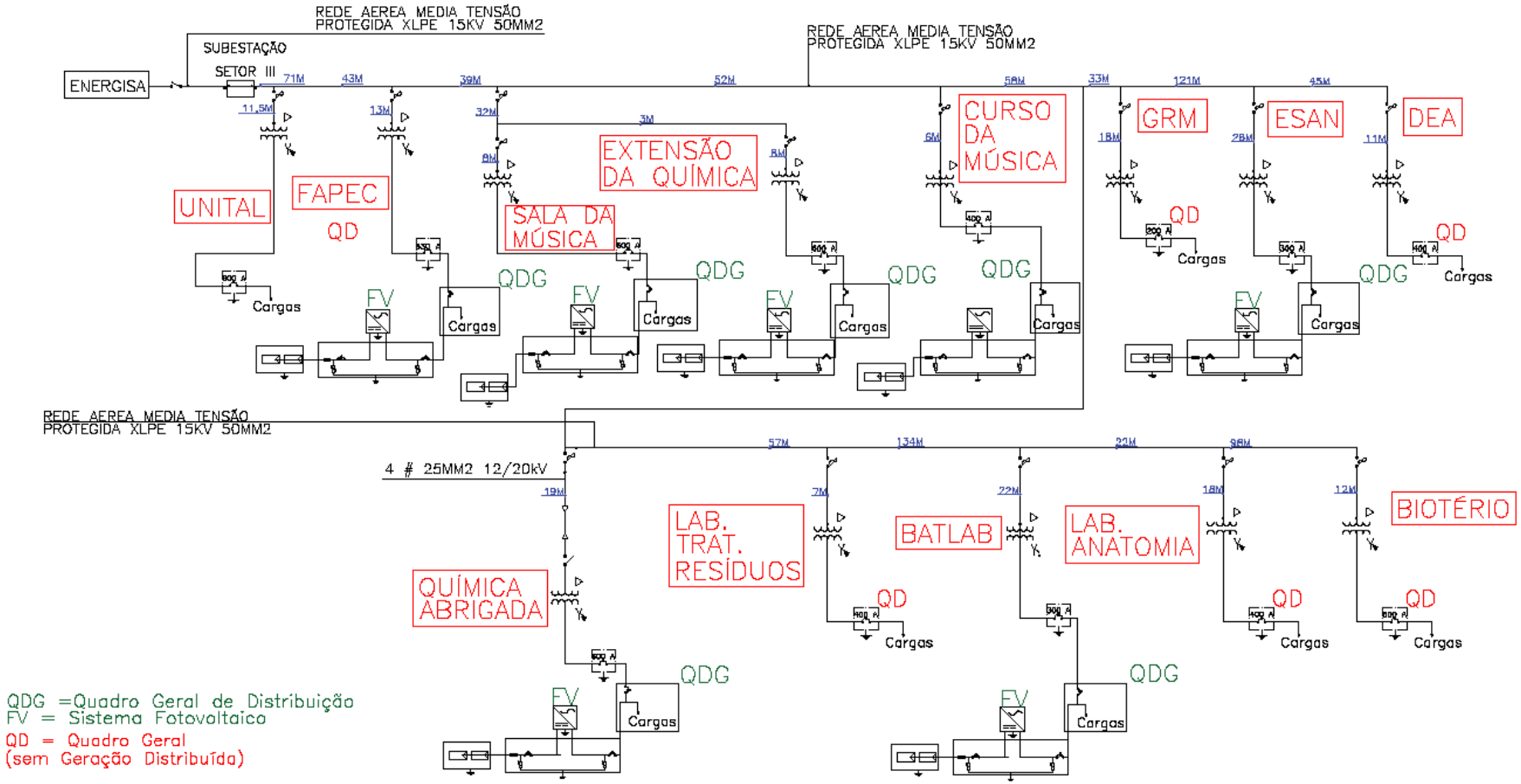
Barramento (B)	Característica	Tipo	V (kV)
-	LD (0,988 km)	linha	13,8
B3, B5, B6, B7, B8, B10 ,B13	Geração Distribuída (7)	PV	13,8
B2, B3, B5 até B14	Carga (13)	PQ	0,22

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Com os dados da área de estudo, é possível observar o diagrama unifilar do Setor III, conforme Figura 3.4, podendo ser observado todos os elementos elencados anteriormente.

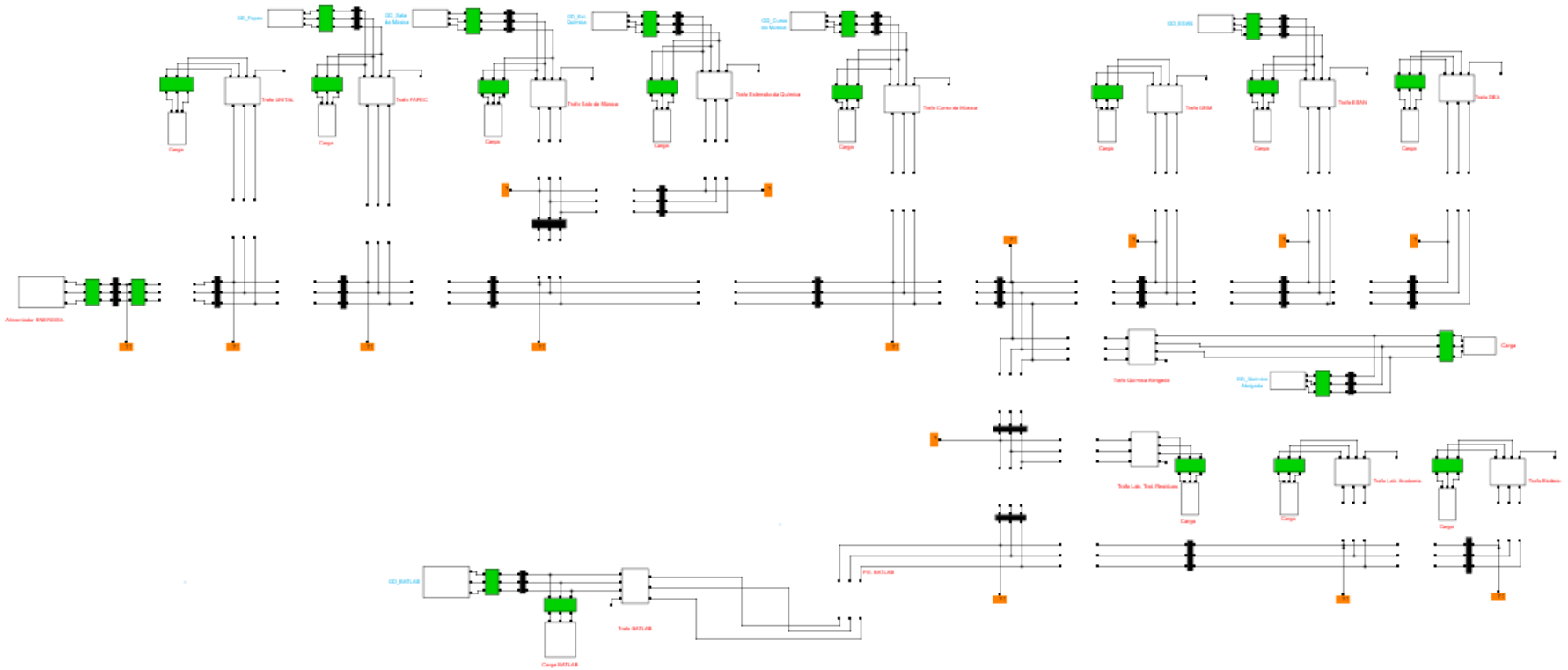
Para a concretização da modelagem foram inseridos as informações no *software Simulink*. No caso da introdução do eletroposto na rede, foi inserido seu sistema no barramento do BATLAB de acordo com as definições do projeto (sistema fotovoltaico 18kWp). No caso da potência de carregamento das estações, foram considerados baixa (50 kW) e alta (100 kW) carga. A Figura 3.5 ilustra o resultado da modelagem.

Figura 3.4 Diagrama Unifilar – SIII da UFMS.



Fonte: [Adaptada pelo autor]

Figura 3.5 Rede Radial no *simulink* – SIII da UFMS.



Fonte: [Adaptada pelo autor]

3.2. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Quanto às análises do sistema no Setor III, neste capítulo foi apresentado as informações técnicas da rede, o qual visou a introdução do eletroposto em um barramento conhecido para concepção dos impactos na rede de distribuição na unidade consumidora. Alguns fatores foram levados em consideração, bem como, estimativas de carga nos barramentos, localização, características do sistema fotovoltaico existente.

Posto isto, a inserção do eletroposto pode afetar a qualidade da energia da concessionária, por isso é importante avaliar seus impactos técnicos (desvio de tensão, perdas técnicas). Para diversificação dos cenários de carga do eletroposto, leve (50 kW) ou pesada (100 kW), foi adotado o fator de potência em 0,93 indutivo.

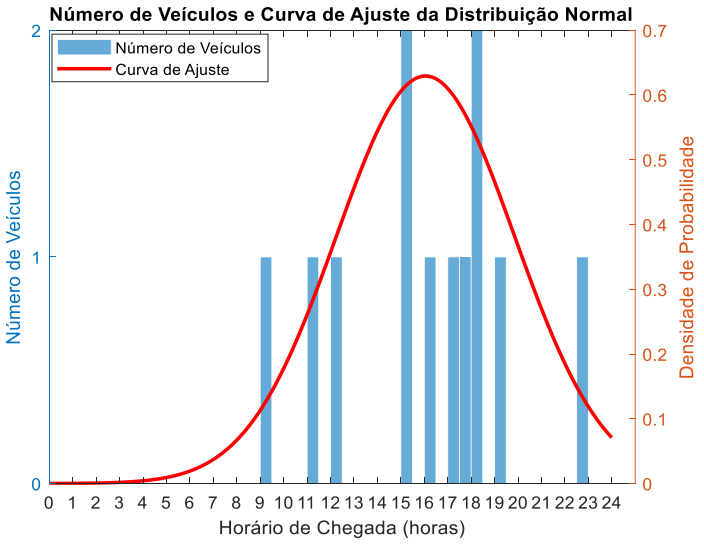
Dessa maneira, foi construído o modelo do Eletroposto para diferentes demandas nos barramentos, visando o estudo da aplicabilidade no Setor III da UFMS, caracterizado como potencial cliente.

4. PRESSUPOSIÇÃO DO MODELO DE NEGÓCIO

4.1. ESTRUTURAÇÃO DA OPERAÇÃO

Para representar o modelo matemático, utiliza-se o software MATLAB/2018b para estimar a perspectiva de utilização do eletroposto com base em alguns parâmetros definidos, cujos aspectos foram selecionados conforme o perfil esperado dos horários de chegada dos usuários baseado em uma distribuição normal. Para isso, busca-se definir alguns parâmetros iniciais em um dia qualquer tal que, a partir das 9 h até as 23 h a chegada do veículo, 0,7 h a média de utilização de cada carregador e 2 o limite máximo de veículos simultâneos em carregamento. A visão geral da construção de utilização de recarga veicular no eletroposto é apresentada na Figura 4.1.

Figura 4.1 Visão Geral de Utilização do Eletroposto.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

Os horários de chegada serviram de referência para delimitar a utilização em um dia qualquer, conforme resultado no *software*, de modo a possibilitar a previsão de chegada, conforme Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Previsão de chegada do usuário em um dia qualquer.

Tipo	Horário (minutos)
Entrada do Usuário 1	567,39
Entrada do Usuário 2	660
Entrada do Usuário 3	720
Entrada do Usuário 4	917,08
Entrada do Usuário 5	917,44
Entrada do Usuário 6	960
Entrada do Usuário 7	1020
Entrada do Usuário 8	1060,2
Entrada do Usuário 9	1091,9
Entrada do Usuário 10	1104,3
Entrada do Usuário 11	1158,8
Entrada do Usuário 12	1380

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Com os requisitos estabelecidos e verificados, avalia-se os horários de saída para cada usuário com média de uso em 0,7 h (42 min). Assim, a Tabela 4.2 ilustra o resultado previsto desse comportamento.

Tabela 4.2 Previsão de saída do usuário em um dia qualquer.

Tipo	Horário (minutos)
Saída do Usuário 1	617,19
Saída do Usuário 2	709,8
Saída do Usuário 3	769,8
Saída do Usuário 4	959,08
Saída do Usuário 5	959,44
Saída do Usuário 6	1009,8
Saída do Usuário 7	1069,8
Saída do Usuário 8	1102,2
Saída do Usuário 9	1141,7
Saída do Usuário 10	1154,1
Saída do Usuário 11	1208,6
Saída do Usuário 12	1429,8

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Por sua vez, o eletroposto deve atender 12 veículos por dia, de modo a atender a demanda de acordo com sua capacidade, totalizando 360 recargas mensais.

Neste caso, esses dados possibilitam estudos para estruturação do faturamento mensal.

4.2. FATURAMENTO MENSAL

4.2.1. Consumo

Assim, com o auxílio dos horários de chegada e de saída, é possível obter a energia acumulada durante um dia qualquer no empreendimento conforme Tabela 4.3. Para proceder à validação do modelo, o valor obtido do provável consumo é de 537,5 kWh por dia.

Tabela 4.3 Cenário do consumo de energia em um dia qualquer.

Intervalo (h)	kWh (acumulado)	VEs carregando (nº)
00-09	0	0
09-10	25	Veículo 1
10-11	50	Veículo 1
11-12	100	Veículo 2
12-13	150	Veículo 3
13-15	150	0
15-16	225	Veículo 4 e 5
16-17	275	Veículo 6
17-18	350	Veículo 7 e 8
18-19	450	Veículo 8, 9 e 10
19-20	450	Veículo 9, 10 e 11
20-21	512,5	Veículo 11
21-23	512,5	0
23-00	537,5	Veículo 12

Fonte: [Elaborada pelo autor].

4.2.2. Geração Solar

Os dados de irradiação para geração distribuída (GD) para Campo Grande/ MS possui média mensal de 5,47 kWh/m² para o painel com inclinação de 20°N em relação ao plano horizontal, que possui maior média anual [21]. Cabe, então, definir o cálculo da energia solar (PS), conforme (3). Onde Wp corresponde a potência do sistema, HPS a média de horas de sol

pleno por dia, p as perdas estimada em 20%, ou seja, rendimento de aproximadamente 80% para o dia ensolarado.

$$PS = kWp * HPS * (1 - p) \quad (3)$$

Portanto, estimou-se 5 h (08-16 h) como HPS para o sistema de 18 kWp. As Tabelas 4.4 e 4.5 apresentam, respectivamente, a previsão de 72 kWh por dia e, para um dia nublado, queda de 1/3 do rendimento do dia ensolarado, obtendo 24 kWh. Para a projeção do dia Nublado/Ensolarado, estima-se em 1/2, resultando 36 kWh na Tabela 4.6.

Tabela 4.4 Previsão GD para Dia Ensolarado com rendimento 80%.

Período	Instalado kWhp	kWh (acumulado)	Potência diária (n=80% e HPS=5h)
00-08	0	0	0
08-16	18	90	72
16-00	0	90	72

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 4.5 Previsão GD para Dia Nublado com rendimento 26,7%.

Período	Instalado kWhp	kWh (acumulado)	Potência diária (1/3 e HPS=5h)
00-08	0	0	0
08-16	6	30	24
16-00	0	30	24

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 4.6 Previsão GD para Dia Nublado/Ensolarado com rendimento 40%.

Período	Instalado kWhp	kWh (acumulado)	Potência diária (1/2 e HPS=5h)
00-08	0	0	0
08-16	9	45	36
16-00	0	45	36

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Com isso, uma estimativa mensal é criada, considerando que a maioria dos dias são ensolarados, devido aos altos níveis de irradiação na região, o que predomina na maioria dos dias. A previsão mensal para geração solar (1879,2 kWh) é apresentada na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 Previsão mensal GD - 30 dias (08-16H).

Dia	Tempo	Potência	kWh diário
1 - 4	Ensolarado	80%	72
5	Nublado	1 /3 80%	24
6 - 9	Ensolarado	80%	72
10	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	36
11 - 14	Ensolarado	80%	72
15	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	36
16 - 19	Ensolarado	80%	72
20	Nublado	1 /3 80%	24
21 - 24	Ensolarado	80%	72
25	Nublado	1 /3 80%	24
26 - 29	Ensolarado	80%	72
30	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	36
Energia GD mensal prevista (kWh)			**1879,2**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Com os dados do cenário anterior, foram estimados três meses como o período do verão para um ano. Em seguida, para avaliar o cenário anual, apresenta-se a previsão de três meses para os períodos do outono (Tabela 4.8), do inverno (Tabela 4.9) e da primavera (Tabela 4.10), respectivamente.

Tabela 4.8 Previsão mensal GD Outono- 30 dias (08-16H).

Dia	Tempo	Potência	kWh diário
1 - 4	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
5	Nublado	1 /3 80%	24
6 - 9	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
10	Ensolarado	80%	72
11 - 14	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
15	Ensolarado	80%	72
16 - 19	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
20	Nublado	1 /3 80%	24
21 - 24	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
25	Nublado	1 /3 80%	24
26 - 29	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
30	Ensolarado	80%	72
Energia GD mensal prevista (kWh)			**921,6**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 4.9 Previsão mensal GD Inverno- 30 dias (08-16H).

Dia	Tempo	Potência	kWh diário
1 - 4	Nublado	1 /3 80%	24
5	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
6 - 9	Nublado	1 /3 80%	24
10	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
11 - 14	Nublado	1 /3 80%	24
15	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
16 - 19	Nublado	1 /3 80%	24
20	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
21 - 24	Nublado	1 /3 80%	24
25	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
26 - 29	Nublado	1 /3 80%	24
30	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
Energia GD mensal prevista (kWh)			**734,4**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 4.10 Previsão mensal GD Primavera- 30 dias (08-16H).

Dia	Tempo	Potência	kWh diário
1 - 4	Nublado	1 /3 80%	24
5	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
6 - 9	Ensolarado	80%	72
10	Nublado	1 /2 80%	24
11 - 14	Ensolarado/Nublado	1 /3 80%	26,4
15	Nublado	1 /2 80%	24
16 - 19	Ensolarado	80%	72
20	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
21 - 24	Nublado	1 /3 80%	24
25-29	Ensolarado/Nublado	1 /2 80%	26,4
30	Ensolarado	80%	72
Energia GD mensal prevista (kWh)			**1178,4**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

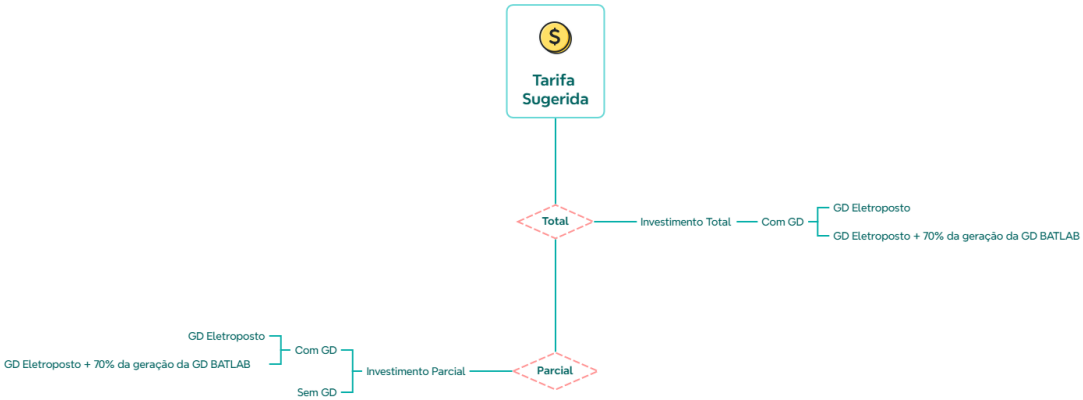
O somatório das potências para as quatro estações, cada uma com três meses, resulta na energia produzida anualmente de 14.141 kWh pelo eletroposto.

4.3. PRECIFICAÇÃO

Para representar os totais de gastos e de receitas (DCR) por kilowatt-hora com base na média de vida útil dos equipamentos em vinte anos, podem ser previstos cenários dos custos (implantação, operação e manutenção) e, no caso de haver geração distribuída fotovoltaica, haverá o acréscimo nas receitas, divididas pelo consumo de energia dos VEs.

Para isso, a metodologia consiste em exemplificar os dados disponíveis de energia consumida e injetada anualmente, conforme vistos anteriormente. Para avaliar os custos, é necessário reunir as informações acerca das despesas de implantação (CAPEX) e das despesas da operação e manutenção anual (OPEX). As receitas relativas à bonificação da geração distribuída (GD) serão contabilizadas conforme tarifa fora de ponta da concessionária local. A síntese dos cenários analisados está resumida conforme Figura 4.2.

Figura 4.2 Visão geral dos cenários.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

4.3.2. Energia Anual Consumida na Recarga

Nas condições estabelecidas (Tabela 4.3), o consumo anual estimado na ponta é de 59.400 kWh/ano e fora de ponta é de 134.100 kWh/ano.

4.3.3. Energia Anual Compensada pelo Sistema Fotovoltaico

Para a receita, foram analisados três cenários: sem sistema GD, com GD de 18 kWp e inserção de aproveitamento em 70% da GD existente do laboratório do BATLAB. No primeiro caso, não haverá entrada de receita.

Ainda de acordo com os dados obtidos (Tabelas 4.7, 4.8, 4.9 e 4.10), a energia injetada através da GD do Eletroposto totaliza em 14.141 kWh/ano. Para a energia da GD existente do laboratório, é considerado 70% da sua energia, utilizando a mesma metodologia da Equação 3, resultando em 60.782 kWh/ano. Somado à GD do Eletroposto, o total é de 79.923 kWh/ano.

Em relação à energia produzida, considerando a vida útil dos equipamentos em 20 anos e prevendo a perda de 3% a.a., a energia totaliza em 208.586 kWh/20 anos para a GD do Eletroposto. Acrescendo-se a parcela do laboratório, o total resulta em 1.105.166 kWh/20 anos.

4.3.4. Custos de Implantação do Eletroposto

Embasado na pressuposição de três tipos de investimento: cenário total, parcial com GD e parcial sem GD.

O cenário total compreende as três estações e o sistema fotovoltaico completo, estimado em R$ 465.704,00 (Tabela 4.11). No caso parcial com o sistema *ongrid*, é limitado a estação veicular, totalizando R$ 249.204,00 (Tabela 4.12). No último caso, sem o sistema fotovoltaico, o investimento totaliza R$ 157.604,00 (Tabela 4.13).

Tabela 4.11 Cenário total.

Especificações	Valor unitário (R$)	Valor Total (R$)
1 Estação Veícular Electricmobility Efacec QC45	157.000,00	157.000,00
1 Estação automatizada com 10 BEs Ezbike	116.000,00	116.000,00
1 Estação com 2 pontos de tomadas	500,00	500,00
1 Inversor *ongrid* Trifásico Huawei SUN2000-15KTL-M2	16.000,00	16.000,00
1 Inversor híbrido Monofásico Huawei SUN2000-5KTL-L1	8.000,00	8.000,00
1 Sistema de Armazenamento (Bateria Huawei LUNA2000- 2x5kWh + Backup Box + BMS)	92.500,00	92.500,00
56 Módulos Fotovoltaicos DAH Bifacial DHM-72L9/BF	1.350,00	75.600,00
Despesas Gerais (Iluminação)	604,00	604,00
	Total (R$)	**465.704,00**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 4.12 Cenário Parcial com sistema fotovoltaico *ongrid*.

Especificações	Valor unitário (R$)	Valor Total (R$)
1 Estação Veícular Electricmobility Efacec QC45	157.000,00	157.000,00
1 Inversor *ongrid* Trifásico Huawei SUN2000-15KTL-M2	16.000,00	16.000,00
56 Módulos Fotovoltaicos DAH Bifacial DHM-72L9/BF	1.350,00	75.600,00
Despesas Gerais (Iluminação)	604,00	604,00
	Total (R$)	**249.204,00**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 4.13 Cenário Parcial sem GD.

Especificações	Valor unitário (R$)	Valor Total (R$)
1 Estação Veícular Electricmobility Efacec QC45	157.000,00	157.000,00
Despesas Gerais (Iluminação)	604,00	604,00
	Total (R$)	**157.604,00**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

4.3.5. Custos Anual de Operação e Manutenção do Eletroposto

A prévia dos custos anuais operacional (OPEX) se resume a três variáveis, o carregamento veicular na ponta e fora de ponta, a operação e manutenção corretiva e preventiva, e a parcela de consumo das cargas gerais do empreendimento e do contrato de demanda. Admitindo-se que esse valor corresponde a 0,5% a.m. sobre o custo da implantação adotado.

Os custos associados são detalhados nas Tabelas 4.14, 4.15 e 4.16, que variam conforme o tipo de investimento para cada tarifa (azul e verde) para o consumidor A4. A primeira especificação refere-se ao custo anual de energia, relacionado ao pagamento à concessionária local, considerando o consumo médio na ponta de 59.400 kWh/ano e fora de ponta de 134.100 kWh/ano. Em seguida, são apresentados os valores relacionados à manutenção corretiva, preventiva, mão de obra, operação e consumo (O&M), que diferem conforme cada cenário. A escolha da demanda contratada, uma variável fixada, é estabelecida para efeitos de faturamento em 112,5 kW.

Tabela 4.14 Custo de Operação e Manutenção para o cenário total.

Especificações dos Custos	Valor Total – Azul (R$)	Valor Total - Verde(R$)
(-)Custo Anual de Energia do Eletroposto com Carregamento Veícular Ponta e Fora de Ponta	R$ 94.905,36	R$ 189.558,67
(-)Custo Anual de O&M (Manutenção Corretiva, Preventiva, Mão de Obra, Operação, Consumo)	R$ 27.942,24	R$ 27.942,24
(-)Demanda Contratada Anual 112,5 Ponta e Fora de Ponta	R$ 133.771,50	R$ 45.090,00
Custo Total para Operação e Manutenção (Tarifa Azul)		**R$ 256.619,00**
Custo Total para Operação e Manutenção (Tarifa Verde)		**R$ 262.591,00**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 4.15 Custo de Operação e Manutenção para o cenário parcial com GD.

Especificações dos Custos	Valor Total – Tarifa Azul	Valor Total – Tarifa Verde
(-)Custo Anual de Energia do Eletroposto com Carregamento Veícular Ponta e Fora de Ponta	R$ 94.905,36	R$ 189.558,67
(-)Custo Anual de O & M (Manutenção Corretiva, Preventiva, Mão de Obra, Operação, Consumo)	R$ 14.952,24	R$ 14.952,24
(-)Demanda Contratada Anual 112,5 Ponta e Fora de Ponta	R$ 133.771,50	R$ 45.090,00
Custo Parcial para Operação e Manutenção (Tarifa Azul)		**R$ 243.629,00**
Custo Parcial para Operação e Manutenção (Tarifa Verde)		**R$ 249.601,00**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 4.16 Custo de Operação e Manutenção para o cenário parcial sem GD.

Especificações dos Custos	Valor Total – Tarifa Azul	Valor Total – Tarifa Verde
(-)Custo Anual de Energia do Eletroposto com Carregamento Veícular Ponta e Fora de Ponta	R$ 94.905,36	R$ 189.558,67
(-)Custo Anual de O & M (Manutenção Corretiva, Preventiva, Mão de Obra, Operação, Consumo)	R$ 9.456,24	R$ 9.456,24
(-)Demanda Contratada Anual 112,5 Ponta e Fora de Ponta	R$ 133.771,50	R$ 45.090,00
Custo Parcial sem GD para Operação e Manutenção (Tarifa Azul)		**R$ 238.133,00**
Custo Parcial sem GD para Operação e Manutenção (Tarifa Verde)		**R$ 244.105,00**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

A fim de avaliar os custos com base na vida útil, os valores foram ajustados conforme o reajuste de 5% a.a. de inflação anual. Em geral, haverá a previsibilidade dos custos

associados a cada investimento, tanto para a tarifa verde quanto para a azul. Assim, é possível estimar o OPEX em 20 anos para os três modelos.

O estudo demonstra que, para o cenário total, os custos são de R$ 8.909.623,00 para a tarifa azul e R$ 9.116.960,00 para a tarifa verde, conforme demonstrado na Tabela 4.17. Para o cenário parcial com GD, os valores são de R$ 8.458.620,00 para a tarifa azul e R$ 8.665.957,00 para a tarifa verde, conforme a Tabela 4.18. Na Tabela 4.19, os custos relativos à tarifa azul são de R$ 8.267.803,00 e, para a tarifa verde, correspondem a R$ 8.475.140,00.

Tabela 4.17 OPEX 20 anos - Cenário total.

Ano	Opex (Tarifa Verde)	Opex (Tarifa Azul)
0	R$ 262.590,91	R$ 256.619,10
1	R$ 275.720,45	R$ 269.450,06
2	R$ 289.506,47	R$ 282.922,56
3	R$ 303.981,80	R$ 297.068,69
4	R$ 319.180,89	R$ 311.922,12
5	R$ 335.139,93	R$ 327.518,23
6	R$ 351.896,93	R$ 343.894,14
7	R$ 369.491,77	R$ 361.088,84
8	R$ 387.966,36	R$ 379.143,29
9	R$ 407.364,68	R$ 398.100,45
10	R$ 427.732,92	R$ 418.005,47
11	R$ 449.119,56	R$ 438.905,75
12	R$ 471.575,54	R$ 460.851,03
13	R$ 495.154,32	R$ 483.893,59
14	R$ 519.912,03	R$ 508.088,27
15	R$ 545.907,63	R$ 533.492,68
16	R$ 573.203,02	R$ 560.167,31
17	R$ 601.863,17	R$ 588.175,68
18	R$ 631.956,32	R$ 617.584,46
19	R$ 663.554,14	R$ 648.463,68
20	R$ 696.731,85	R$ 680.886,87
OPEX 20 anos (Tarifa Azul)		**R$ 8.909.623,00**
OPEX 20 anos (Tarifa Verde)		**R$ 9.116.960,00**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 4.18 OPEX 20 anos - Cenário com GD.

Ano	Opex (Verde)	Opex (Azul)
0	R$ 249.600,91	R$ 243.629,10
1	R$ 262.080,95	R$ 255.810,56
2	R$ 275.185,00	R$ 268.601,08
3	R$ 288.944,25	R$ 282.031,14
4	R$ 303.391,46	R$ 296.132,69
5	R$ 318.561,03	R$ 310.939,33
6	R$ 334.489,09	R$ 326.486,29
7	R$ 351.213,54	R$ 342.810,61
8	R$ 368.774,22	R$ 359.951,14
9	R$ 387.212,93	R$ 377.948,70
10	R$ 406.573,57	R$ 396.846,13
11	R$ 426.902,25	R$ 416.688,44
12	R$ 448.247,37	R$ 437.522,86
13	R$ 470.659,73	R$ 459.399,00
14	R$ 494.192,72	R$ 482.368,95
15	R$ 518.902,36	R$ 506.487,40
16	R$ 544.847,47	R$ 531.811,77
17	R$ 572.089,85	R$ 558.402,36
18	R$ 600.694,34	R$ 586.322,48
19	R$ 630.729,06	R$ 615.638,60
20	R$ 662.265,51	R$ 646.420,53
OPEX 20 anos (Tarifa Azul)		**R$ 8.458.620,00**
OPEX 20 anos (Tarifa Verde)		**R$ 8.665.957,00**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 4.19 OPEX 20 anos - Cenário Parcial sem GD.

Ano	Opex (Verde)	Opex (Azul)
0	R$ 244.104,91	R$ 238.133,10
1	R$ 256.310,15	R$ 250.039,76
2	R$ 269.125,66	R$ 262.541,74
3	R$ 282.581,94	R$ 275.668,83
4	R$ 296.711,04	R$ 289.452,27
5	R$ 311.546,59	R$ 303.924,88
6	R$ 327.123,92	R$ 319.121,13
7	R$ 343.480,12	R$ 335.077,19
8	R$ 360.654,12	R$ 351.831,04
9	R$ 378.686,83	R$ 369.422,60
10	R$ 397.621,17	R$ 387.893,73
11	R$ 417.502,23	R$ 407.288,41
12	R$ 438.377,34	R$ 427.652,83
13	R$ 460.296,21	R$ 449.035,48
14	R$ 483.311,02	R$ 471.487,25
15	R$ 507.476,57	R$ 495.061,61
16	R$ 532.850,40	R$ 519.814,69
17	R$ 559.492,92	R$ 545.805,43
18	R$ 587.467,56	R$ 573.095,70
19	R$ 616.840,94	R$ 601.750,48
20	R$ 647.682,99	R$ 631.838,01
OPEX 20 anos (Tarifa Azul)		**R$ 8.267.803,00**
OPEX 20 anos (Tarifa Verde)		**R$ 8.475.140,00**

Fonte: [Elaborada pelo autor].

4.3.6. Modelo Proposto

O pressuposto cálculo será estimado para o cenário total e o cenário parcial com receita da GD do Eletroposto e inserção da GD do laboratório. Para o caso em que não há receita da GD, sugere-se o estudo do cenário parcial sem GD para as tarifas azul e verde, ou seja, o somatório do DCR tende a se resumir apenas em custos.

Além disso, para os outros cenários, apresenta-se a GD do eletroposto (E) e casos que haverá a inserção de uma parte da geração solar do laboratório (EB). A Tabela 4.20 apresenta as premissas analisadas para dez tarifas sugeridas conforme as variáveis investimento, OPEX e geração solar.

Tabela 4.20 Cenários analisados para as tarifas sugeridas.

Tarifa Sugerida	Cenário	OPEX	Previsão de GD
1 – Tarifa Azul	Parcial sem GD	Parcial sem GD	Sem GD
2 – Tarifa Verde	Parcial sem GD	Parcial sem GD	Sem GD
3 – Tarifa Azul	Total	Total	Eletroposto
4 – Tarifa Verde	Total	Total	Eletroposto
5 – Tarifa Azul	Parcial com GD	Parcial com GD	Eletroposto
6 – Tarifa Verde	Parcial com GD	Parcial com GD	Eletroposto
7 – Tarifa Azul	Total	Total	Eletroposto + 70% BATLAB
8 – Tarifa Verde	Total	Total	Eletroposto + 70% BATLAB
9 – Tarifa Azul	Parcial com GD	Parcial com GD	Eletroposto + 70% BATLAB
10 – Tarifa Verde	Parcial com GD	Parcial com GD	Eletroposto + 70% BATLAB

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Em seguida, são apresentados os resultados da precificação para os cenários analisados anteriormente. Nota-se que, nas médias das tarifas, sem contabilizar impostos e tributos, os valores tendem a R$ 2,30, considerando o horizonte de 20 anos. Os dados estão disponibilizados na Tabela 4.21.

Tabela 4.21 Resultado da Precificação.

Tarifa	Investimento/ (GD)	Energia Consumida Acumulada 1-20 (kWh)	Investimento	OPEX Acumulado 1-20	Receita GD Acumulada 1-20	Precificação
1 Azul	Parcial/ (Sem GD)	3870000	R$ 157.604,00	R$ 8.267.803,06	0	R$ 2,18
2 Verde	Parcial/ (Sem GD)	3870000	R$ 157.604,00	R$ 8.475.139,70	0	R$ 2,23
3 Azul	Total/ (E)	3870000	R$ 465.704,00	R$ 8.909.623,15	R$ 144.471,32	R$ 2,39
4 Verde	Total/ (E)	3870000	R$ 465.704,00	R$ 9.116.959,79	R$ 144.471,32	R$ 2,44
5 Azul	Parcial/ (E)	3870000	R$ 249.204,00	R$ 8.458.620,07	R$ 144.471,32	R$ 2,21
6 Verde	Parcial/ (E)	3870000	R$ 249.204,00	R$ 8.665.956,71	R$ 144.471,32	R$ 2,27
7 Azul	Total/ (EB)	3870000	R$ 465.704,00	R$ 8.909.623,15	R$ 765.462,58	R$ 2,22
8 Verde	Total/ (EB)	3870000	R$ 465.704,00	R$ 9.116.959,79	R$ 765.462,58	R$ 2,28
9 Azul	Total/ (EB)	3870000	R$ 249.204,00	R$ 8.458.620,07	R$ 765.462,58	R$ 2,05
10 Verde	Total/ (EB)	3870000	R$ 249.204,00	R$ 8.665.956,71	R$ 765.462,58	R$ 2,11

Fonte: [Elaborada pelo autor].

4.4. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

A utilização do eletroposto pode ser dividida em consumo e geração de energia. Onde os clientes chegam para suas recargas entre 9 h e 23 h, com limite de utilização de 2 VEs, 10 BEs e 2 patinetes. Diante das diferentes estações, a recarga veicular tem demanda significativa de potência, com uma média de 12 clientes por dia. Com isso, a estimativa do consumo diário total é de 537,5 kWh.

Na geração solar diária para o verão, são considerados 3 cenários distintos, como, Ensolarado (72 kWh/dia), Nublado (24 kWh/dia) e Ensolarado/Nublado (36 kWh/dia). As projeções mensais refletem a predominância de dias Ensolarados em Campo Grande/MS, totalizando 1879,2 kWh/mensal.

No planejamento da geração anual do eletroposto, são previstas variações conforme cada estação, garantindo a precisão dos dados de energia. A geração total foi estimada em 14.141 kWh/anual.

Tais dados são pertinentes no âmbito econômico, influenciando a estruturação tarifaria de energia do empreendimento e viabilizando a exploração de tarifa do consumidor A4, incluindo as tarifas Azul e Verde.

Diante das tarifas sugeridas, são possíveis dez cenários baseados no perfil de consumo, a depender do tipo de investimento, da receita da geração distribuída e da modalidade tarifária sob um horizonte de 20 anos, que refletem na assertividade do valor final da tarifa ao consumidor. Todos os cenários incluem a cobrança por recarga a fim de gerar novas receitas, com a tarifa monômia média de R$ 2,24. O cenário total corresponde a R$ 465.704,00, sendo o parcial *ongrid* a R$ 249.204,00, ambos também consideram a previsão de receita de GD. Ademais, para o parcial sem GD, o investimento é de R$ 157.604,00.

5. RESULTADOS

A avaliação dos resultados busca prever a continuidade da qualidade do serviço no fornecimento de energia, conforme os padrões adotados pela ANEEL, que regulamenta as atividades através de regras e procedimentos de distribuição (PRODIST). À vista disso, podem ser observados aspectos relacionados à tensão em regime permanente e às perdas técnicas, permitindo verificar se estão dentro dos padrões normatizados, como descrito em [25].

Nesse contexto, cabe destacar que a média de perdas técnicas dos alimentadores da rede de distribuição é de 9,9495% em relação à energia injetada em Mato Grosso do Sul, conforme consta no relatório da revisão tarifária periódica do ano de 2023 [19].

É valido ressaltar que a faixa de variação em relação à tensão de referência, para ser considerada adequada, deve estar dentro dos limites do Módulo 8 do PRODIST, ou seja, entre 0,93 e 1,05 [24].

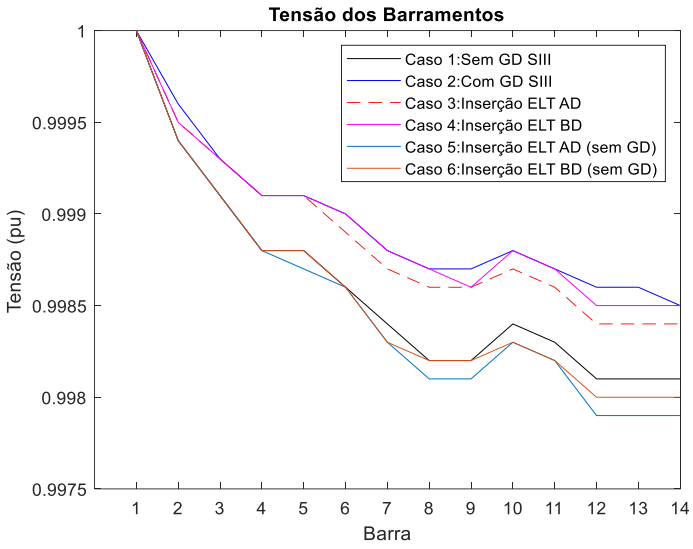
5.1. ANÁLISE TÉCNICA

5.1.1. Tensão

Inicialmente, estrutura-se o modelo sem inserção da GD e do eletroposto para avaliar os valores de tensão no modo isolado (Caso 1), seguida pela adição da geração distribuída do setor (Caso 2), adicionada alta carga do eletroposto (Caso 3), baixa carga do mesmo (Caso 4), e então excluída a geração solar do empreendimento na alta carga (Caso 5) e na baixa carga (Caso 6). Os cenários considerados incluem Dia Útil (Diurno) e Final de Semana (Diurno), com cargas pesadas e leves, bem como o período Noturno.

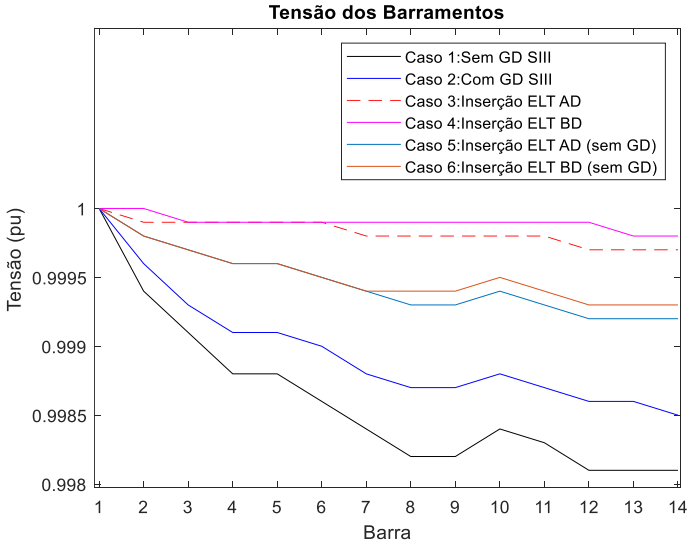
Para obtenção do perfil da curva diária da unidade consumidora, os dados são comparados com as previsões para cargas do setor, a irradiação para a GD do eletroposto (18kWp) e os valores de carga de acordo com a distribuição normal em Campo Grande/MS. Isso permite verificar os valores de tensão nos barramentos do Setor III com carga pesada na Figura 5.1 e carga leve na Figura 5.2.

Figura 5.1 Cenário do Eletroposto 18 kWp com carga pesada.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 5.2 Cenário do Eletroposto 18 kWp com carga leve.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

Previamente ao início da análise, de modo geral, a tensão em regime permanente se mantém dentro dos padrões do PRODIST [24]. Para avaliação dos cenários juntamente com a demanda do setor, em um Dia Útil é previsto cenários de geração solar com carga pesada, para os Finais de Semana é considerado esses cenários com carga leve devido à pouca utilização dos locais, sendo relacionados os Casos 1, 2, 3 e 4. Durante o período Noturno, não haverá

geração distribuída (GD) inserida nos barramentos, assim, serão comparados os Casos 1, 5 e 6. As informações fornecidas podem ser observadas na Tabela 5.1.

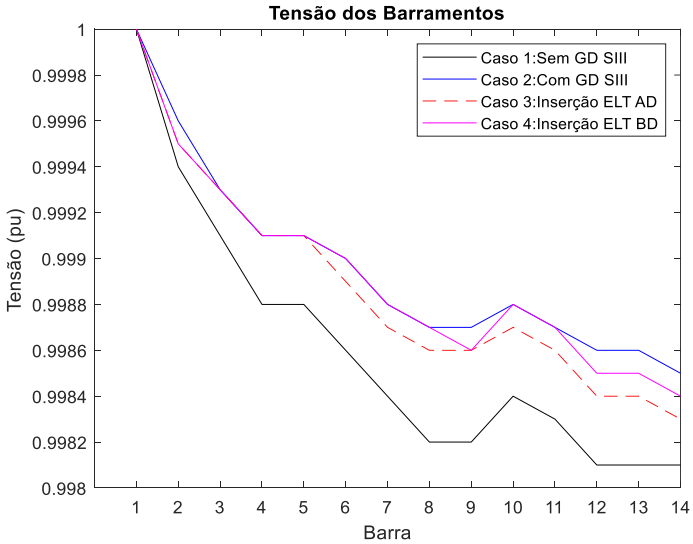
Tabela 5.1 Cenários Analisados nos Barramentos.

Tipo de Carga no Setor III	Dia Útil / Final de Semana / Noturno	Casos
Pesada	Dia Útil – Setor Isolado	Caso 1
Pesada	Dia Útil– Sem Eletroposto	Caso 2
Pesada	Dia Útil (Diurno) Ensolarado	Caso 3 e Caso 4
Pesada	Dia Útil (Diurno) Nublado	Caso 3 e Caso 4
Pesada	Dia Útil (Diurno) Ensolarado/Nublado	Caso 3 e Caso 4
Pesada	Noturno	Caso 5 e Caso 6
Leve	Final de Semana – Setor Isolado	Caso 1
Leve	Final de Semana – Sem Eletroposto	Caso 2
Leve	Final de Semana (Diurno) Ensolarado	Caso 3 e Caso 4
Leve	Final de Semana (Diurno) Nublado	Caso 3 e Caso 4
Leve	Final de Semana (Diurno) Ensolarado/Nublado	Caso 3 e Caso 4
Leve	Noturno	Caso 5 e Caso 6

Fonte: [Elaborada pelo autor].

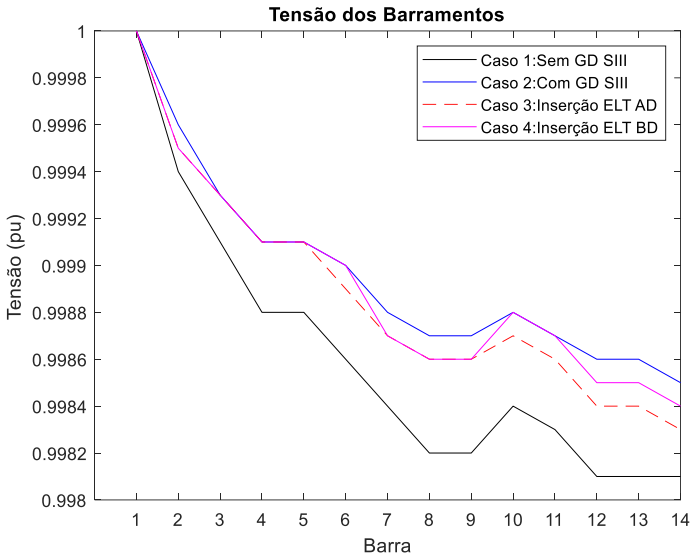
A seguir, para dias úteis, um relevante aspecto a ser analisado é a GD do eletroposto para o cenário do Dia Útil Ensolarado, conforme Figura 5.3. Nas Figuras 5.4 e 5.5 são considerados o Dia Útil Nublado e o Dia Útil Ensolarado/Nublado, respectivamente. No geral, os perfis de curvas são semelhantes e estão dentro do perfil de variação do setor (Casos 1 e 2).

Figura 5.3 Cenário Dia Útil (Diurno) Ensolarado.



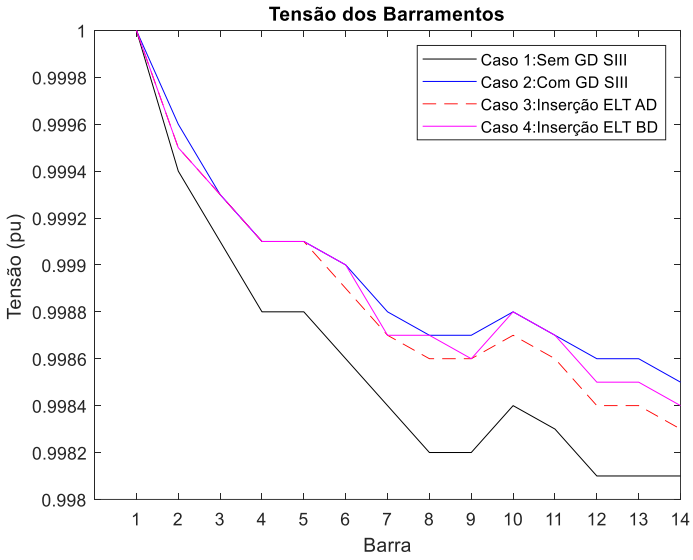
Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 5.4 Cenário Dia Útil (Diurno) Nublado.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

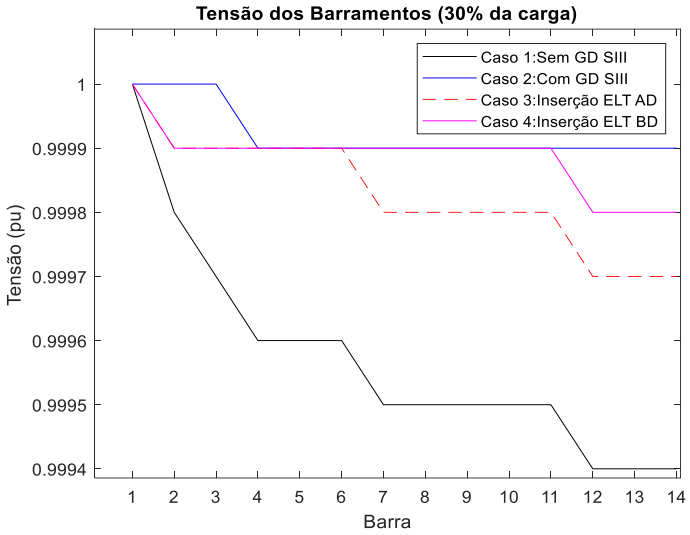
Figura 5.5 Cenário Dia Útil (Diurno) Ensolarado/Nublado.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

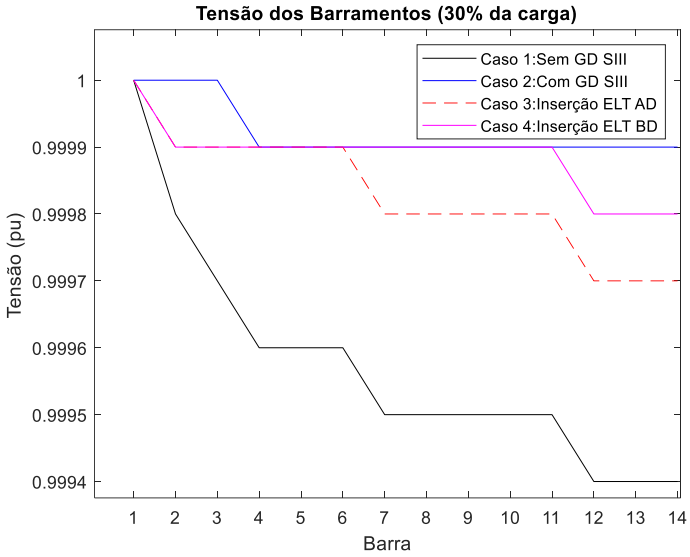
Para os finais de semana, o cenário a ser considerado é de cargas leves no Setor III. Os níveis de tensão podem ser observados nas Figuras 5.6, 5.7 e 5.8. Pode-se verificar a similaridade durante o Final de Semana Nublado e o Final de Semana Ensolarado/Nublado. O perfil da tensão no cenário de alta demanda do eletroposto tende a seguir o comportamento do eletroposto com baixa carga em todos os casos.

Figura 5.6 Cenário Final de Semana (Diurno) Ensolarado.



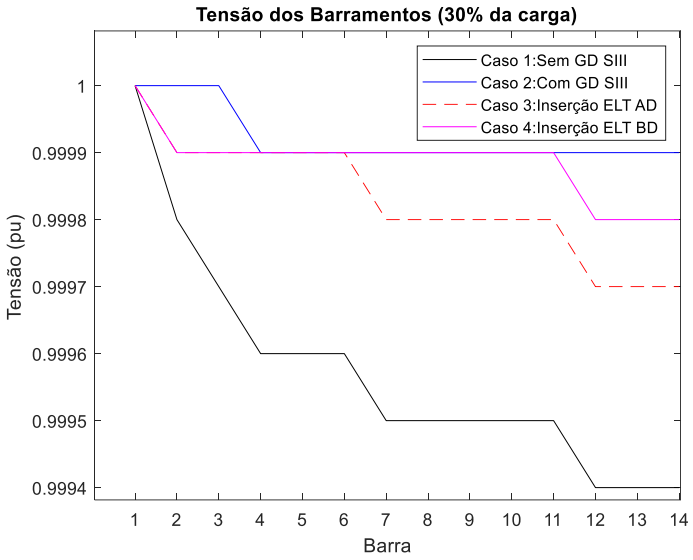
Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 5.7 Cenário Final de Semana (Diurno) Nublado.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

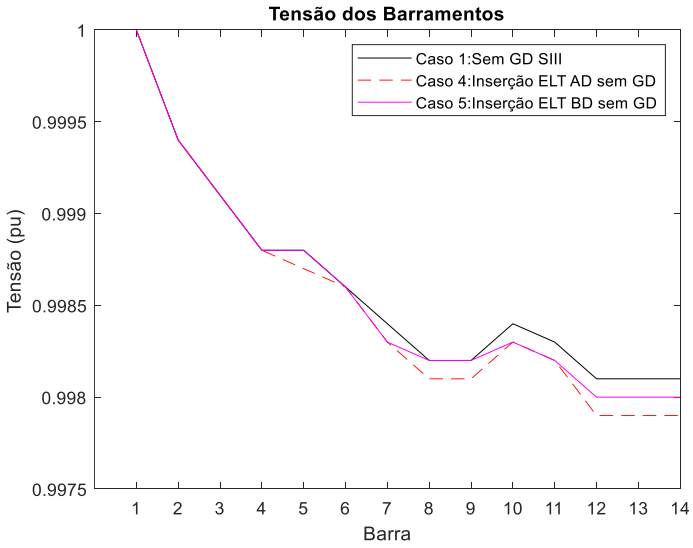
Figura 5.8 Cenário Final de Semana (Diurno) Ensolarado/Nublado.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

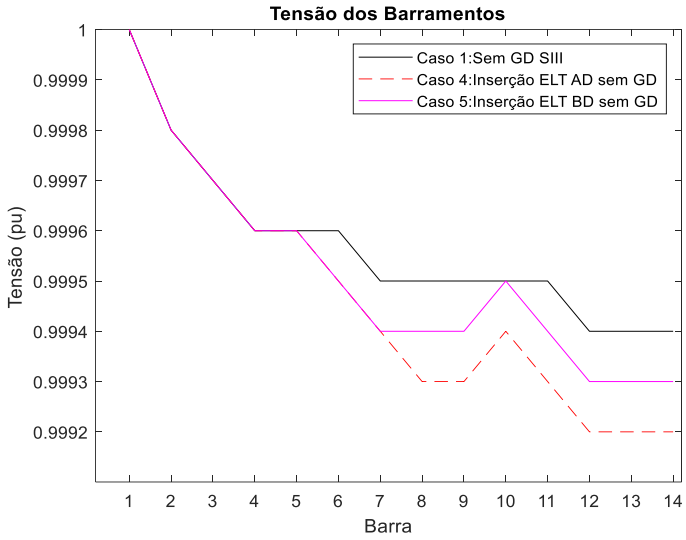
Também foi analisado o perfil de tensão para o período Noturno, a Figura 5.9 indica o cenário sem GD para carga pesada. Para baixa demanda do setor, a Figura 5.10 apresenta este resultado. Nestes casos, a tensão apresentou relação com a demanda do setor, nota-se que, conforme a ausência das GDs nos barramentos, indica que maior perda está relacionada com maior demanda de carga.

Figura 5.9 Cenário Noturno – Dia Útil.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

Figura 5.10 Cenário Noturno – Final de Semana.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

Antes de detalhar os resultados, é necessário entender como foi realizada a comparação dos cenários. Basicamente, são apresentados o eletroposto com alta e baixa demanda para os dias úteis e os finais de semana. Estes são comparados aos Casos 1 (C1) e 2 (C2), tanto com carga pesada (CP) quanto com carga leve (CL) do Setor III. As Tabelas 5.2 e 5.3 apresentam as medições de tensão para cada barramento em todas as situações elencadas anteriormente.

Com isso, o resultado da comparação, ao analisar os cenários de dias uteis e finais de semana (FDS), juntamente com cargas alta e baixa do eletroposto, a tensão tem maiores quedas durante o período noturno, independentemente da demanda do eletroposto. Isso já é esperado, pois não há injeção de potência através das GDs para a rede de distribuição.

Tabela 5.2 Cenários Analisados de Tensão nos Barramentos - Útil

TENSÃO (pu)			**Eletroposto com Alta Carga (100 kW)**				**Eletroposto com Baixa Carga (50 kW)**			
	C1-CP	C2-CP	Útil Ensol	Útil Nub	Útil Ensol/Nub	Noturno CP	Útil Ensol	Útil Nub	Útil Ensol/Nub	Noturno CP
B1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
B2	0.9994	0.9996	0.9995	0.9995	0.9995	0.9994	0.9995	0.9995	0.9995	0.9994
B3	0.9991	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9991	0.9993	0.9993	0.9993	0.9991
B4	0.9988	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9988	0.9991	0.9991	0.9991	0.9988
B5	0.9988	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9987	0.9991	0.9991	0.9991	0.9988
B6	0.9986	0.9990	0.9989	0.9989	0.9989	0.9986	0.9990	0.9990	0.9990	0.9986
B7	0.9984	0.9988	0.9987	0.9987	0.9987	0.9983	0.9988	0.9987	0.9987	0.9983
B8	0.9982	0.9987	0.9986	0.9986	0.9986	0.9981	0.9987	0.9986	0.9987	0.9982
B9	0.9982	0.9987	0.9986	0.9986	0.9986	0.9981	0.9986	0.9986	0.9986	0.9982
B10	0.9984	0.9988	0.9987	0.9987	0.9987	0.9983	0.9988	0.9988	0.9988	0.9983
B11	0.9983	0.9987	0.9986	0.9986	0.9986	0.9982	0.9987	0.9987	0.9987	0.9982
B12	0.9981	0.9986	0.9984	0.9984	0.9984	0.9979	0.9985	0.9985	0.9985	0.9980
B13	0.9981	0.9986	0.9984	0.9984	0.9984	0.9979	0.9985	0.9985	0.9985	0.9980
B14	0.9981	0.9985	0.9983	0.9983	0.9983	0.9979	0.9984	0.9984	0.9984	0.9980

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 5.3 Cenários Analisados de Tensão nos Barramentos - FDS

TENSÃO (pu)			Eletroposto com Alta Carga (100 kW)				Eletroposto com Baixa Carga (50 kW)			
	C1-CL	C2-CL	FDS Ensol	FDS Nub	FDS Ensol/Nub	Noturno CL	FDS Ensol	FDS Nub	FDS Ensol/Nub	Noturno CL
B1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
B2	0.9998	1	0.9999	0.9999	0.9999	0.9998	0.9999	0.9999	0.9999	0.9998
B3	0.9997	1	0.9999	0.9999	0.9999	0.9997	0.9999	0.9999	0.9999	0.9997
B4	0.9996	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9996	0.9999	0.9999	0.9999	0.9996
B5	0.9996	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9996	0.9999	0.9999	0.9999	0.9996
B6	0.9996	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9995	0.9999	0.9999	0.9999	0.9995
B7	0.9995	0.9999	0.9998	0.9998	0.9998	0.9994	0.9999	0.9999	0.9999	0.9994
B8	0.9995	0.9999	0.9998	0.9998	0.9998	0.9993	0.9999	0.9999	0.9999	0.9994
B9	0.9995	0.9999	0.9998	0.9998	0.9998	0.9993	0.9999	0.9999	0.9999	0.9994
B10	0.9995	0.9999	0.9998	0.9998	0.9998	0.9994	0.9999	0.9999	0.9999	0.9995
B11	0.9995	0.9999	0.9998	0.9998	0.9998	0.9993	0.9999	0.9999	0.9999	0.9994
B12	0.9994	0.9999	0.9997	0.9997	0.9997	0.9992	0.9998	0.9998	0.9998	0.9993
B13	0.9994	0.9999	0.9997	0.9997	0.9997	0.9992	0.9998	0.9998	0.9998	0.9993
B14	0.9994	0.9999	0.9997	0.9997	0.9997	0.9992	0.9998	0.9998	0.9998	0.9993

Fonte: [Elaborada pelo autor].

5.1.2. Alimentador (Potência Requerida e Perdas)

Além disso, as perdas técnicas na distribuição podem ser mensuradas ao longo da linha de média tensão, levando-se em conta elementos como cabos e transformadores. A Tabela 5.4 estima que a máxima perda ocorre durante inserção do eletroposto com alta (26,6 kW) e baixa (25,32 kW) carga em um Dia Útil Noturno, e poderia ser explicado devido à maior demanda de energia no setor. No entanto, sugere-se que durante o cenário Final de Semana Ensolarado, as perdas sejam menores durante a baixa demanda (1,83 kW) no Setor III, oferecendo boas estimativas para redução de tarifas na precificação.

Nas Tabelas 5.4 e 5.5 são apresentados os resultados em decorrência de perda técnica e de potência requerida do alimentador no Setor III, respectivamente, para os cenários já mencionados. Uma vez conhecida a potência requerida pelo alimentador, pode-se prever que

a inserção do eletroposto com baixa carga durante um dia Ensolarado no Final de Semana suprindo uma energia de aproximadamente 112 kW, o menor valor avaliado conforme a Tabela 5.5. Para efeito de comparação, é nítido que a inserção do eletroposto com alta carga durante o período Noturno em um Dia Útil seria aproximadamente 1874 kW, conforme a elevada demanda do Setor III.

Tabela 5.4 Cenários Analisados de Perdas Técnicas no Alimentador.

PERDAS TÉCNICAS (kW)			**Eletroposto com Alta Carga (100 kW)**				**Eletroposto com Baixa Carga (50 kW)**			
	Setor Isolado (Útil)	Setor com GDs (Útil)	Útil Ensol	Útil Nub	Útil Ensol/Nub	Útil Noturno	Útil Ensol	Útil Nub	Útil Ensol/Nub	Útil Noturno
B1	24,75	16,4	17,82	18,06	18	26,63	16,74	16,86	16,83	25,32
			Eletroposto com Alta Carga (100 kW)				**Eletroposto com Baixa Carga (50 kW)**			
	Setor Isolado (FDS)	Setor com GDs (FDS)	FDS Ensol	FDS Nub	FDS Ensol/Nub	FDS Noturno	FDS Ensol	FDS Nub	FDS Ensol/Nub	FDS Noturno
B1	2,29	1,66	2,87	3,09	3,03	3,91	1,83	2,01	1,98	2,73

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 5.5 Cenários Analisados de Potência no Alimentador.

POTÊNCIA SUBESTAÇÃO (kW)			**Eletroposto com Alta Carga (100 kW)**				**Eletroposto com Baixa Carga (50 kW)**			
	Setor Isolado (Útil)	Setor com GDs (Útil)	Útil Ensol	Útil Nub	Útil Ensol/Nub	Útil Noturno	Útil Ensol	Útil Nub	Útil Ensol/Nub	Útil Noturno
B1	1776	1322	1407	1416	1414	1874	1358	1367	1365	1825
			Eletroposto com Alta Carga (100 kW)				**Eletroposto com Baixa Carga (50 kW)**			
	Setor Isolado (FDS)	Setor com GDs (FDS)	FDS Ensol	FDS Nub	FDS Ensol/Nub	FDS Noturno	FDS Ensol	FDS Nub	FDS Ensol/Nub	FDS Noturno
B1	539,63	85,41	173,37	182,84	180,42	638,63	112,32	132,15	129,7	589,52

Fonte: [Elaborada pelo autor].

A inserção da GD e as variações de carga do eletroposto têm impactos relevantes no estudo da rede de distribuição. Os resultados obtidos sugerem a importância de considerar

esses elementos na gestão e planejamento da concepção do empreendimento, visando verificar os possíveis impactos no sistema. Inclusive, a localização estratégica do barramento onde o eletroposto está inserido também é um parâmetro crítico, fornecendo condições de qualidade na rede de média tensão.

Por outro lado, para uma possível proposta de precificação do kWh para o empreendimento, o estudo técnico também pode contribuir para a verificação dos cenários de oferta e demanda, influenciado também pela variabilidade das perdas técnicas do setor. Em momentos de baixo atendimento de carga do setor, o custo da energia esteja associado a valores menores, pois haveria disponibilidade da geração distribuída próximo da carga. Assim, para formação de preço fundamentada na alta demanda e elevadas perdas técnicas, é factível incentivar o maior custo, uma vez que o custo de geração é superior quanto comparado a menor demanda de energia. Assim, torna-se possível incentivar uma estimativa do reflexo de sua volatilidade.

5.2. ANÁLISE FINANCEIRA

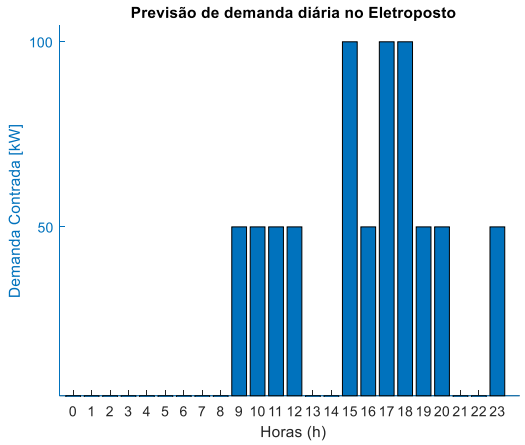
5.2.1. Adequação Tarifária

É importante ressaltar que os carregadores de recarga rápida tem maior consumo de energia e, consequentemente, maior frequência de utilização, pois o tempo de uso é reduzido devido a maior disponibilidade de potência. Ainda sob esse aspecto, o perfil de demanda do eletroposto durante a semana é o mesmo que o dos finais de semana. Esse cenário impacta na disponibilidade da rede, no auxílio da tomada de decisão das concessionárias e no planejamento de políticas públicas. Com os dados obtidos, considera-se baixa carga 50 kW (9-15h; 16-17h; 19-23h) e alta carga 100 kW (15-16h; 17-19h) na demanda diária, conforme a Figura 5.11.

Além disso, pode-se prever os dados medidos de demanda e de energia com base no suposto comportamento de rotina dos usuários, conforme Tabelas 5.6 e 5.7. Os dados mostram o consumo para 22 dias da energia fora de ponta de 6.875 kWh, da energia ponta de 4.950 kWh e a geração solar em 1.400 kWh, demonstrando a previsão para os dias úteis. Agora, analisando para os finais de semana, para 8 dias com energia fora de ponta de 4.300 kWh e

geração solar de 508 kWh. Além disso, a demanda contratada para ponta e fora de ponta em 100 kWh.

Figura 5.11 Previsão de demanda diária no Eletroposto.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 5.6 Dados de Demanda, de Energia para dias úteis (22 dias).

Tarifa	Valores medidos		Demanda Contratada (DC)		Demanda faturada (DF)		Energia Medida (EM)	
	Demanda Medida Ponta	Demanda Medida Fora de Ponta	DC Ponta	DC Fora de Ponta	DF Ponta	DF Fora de Ponta	EM Ponta	EM Fora de Ponta
AZUL	100	100	100	100	100	100	4950	6875
					Ultrapassagem		Solar	
					NÃO	NÃO	0	1400
VERDE	100	-	100	-	100	-	4950	6875
					Ultrapassagem		Solar	
					NÃO	-	0	1400

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 5.7 Dados de Demanda, de Energia para finais de semana (8 dias).

Tarifa	Demanda Medida (DM)		Energia Medida (EM)	
	DM Ponta	DM Fora de Ponta	EM Ponta	EM Fora de Ponta
AZUL	-	100	-	4300
			Solar	
			0	508
VERDE		100		4300
			Solar	
			0	508

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Na avaliação tarifária para o consumidor pertencente do grupo A4, pode ser visto um comparativo das tarifas Azul e Verde, por meio dos perfis de consumo do Eletroposto UFMS e do Eletroposto Independente, este último operando com o contrato de demanda de 100 kW (ponta e fora de ponta). Ademais, para o Eletroposto Independente, foi previsto o contrato de demanda apenas do empreendimento, uma vez que o Eletroposto UFMS está inserido dentro de uma unidade consumidora com várias unidades individuais e, portanto, o contrato envolveria todo o estudo do setor.

Cabe destacar que a tarifa Azul pode se tornar vantajosa para o perfil de consumo do empreendimento, o que sugere a predominância do uso do Eletroposto em horários de menor demanda e, consequentemente, resultando em custos mais baixos. No entanto, como foi visto anteriormente, ainda assim, o horário de ponta foi considerado no perfil do negócio. A Tabela 5.8 exemplifica a tarifação para o Eletroposto UFMS e, paralelamente, a Tabela 5.9 para o Eletroposto Independente mostra que a tarifa Azul representa uma economia final de aproximadamente R$ 1.700,00 mensal.

Tabela 5.8 Tarifa para Eletroposto UFMS

Composição da fatura	AZUL	VERDE
Energia P (R$)	2991,78	10879,56
Energia FP (R$)	4886,05	4886,05
Energia Injetada FP (R$)	834,23	834,23
Total Concessionária (R$)	**7043,59**	**14931,37**
PIS (%)	1,08	1,08
COFINS (%)	5,00	5,00
ICMS (%)	17,00	17,00
Total (%)	23,08	23,08
Total Concessionária (R$) com imposto e tributos	**9157,03**	**19411,55**
PIS (R$)	98,90	209,64
COFINS (R$)	457,85	970,58
ICMS (R$)	1556,70	3299,96

Fonte: [Elaborada pelo autor].

Tabela 5.9 Tarifa para Eletroposto Independente

Composição da fatura	AZUL	VERDE
Energia P (R$)	2991,78	10879,56
Energia FP (R$)	4886,05	4886,05
Demanda P (R$)	6569,00	3340,00
Demanda FP (R$)	3340,00	
Ult. P (R$)	0,00	0,00
Ult. FP (R$)	0,00	
Energia Injetada FP (R$)	834,23	834,23
Total Concessionária (R$)	**16952,59**	**18271,37**
PIS (%)	1,08	1,08
COFINS (%)	5,00	5,00
ICMS (%)	17,00	17,00
Total (%)	23,08	23,08
Total Concessionária (R$) com imposto e tributos	**22039,25**	**23753,73**
PIS (R$)	238,02	256,54
COFINS (R$)	1101,96	1187,69
ICMS (R$)	3746,67	4038,13

Fonte: [Elaborada pelo autor].

5.2.2. Payback, TIR, VPL

No caso da aplicação do retorno com base na precificação sugerida, é possível estimar o saldo do fluxo de caixa para os próximos 20 anos e prever o tempo de retorno. Basicamente, define-se o ano 0 como o período do investimento e da contabilização do OPEX. Nos anos seguintes, são contabilizados os custos anuais reajustados em 5% a.a. e a receita da GD, considerando a queda da eficiência em 3% a.a., se houver geração distribuída.

Para validar a viabilidade da Equação 1 proposta, que utiliza o fluxo de caixa como um instrumento para prever o retorno do investimento, evidenciando que, no prazo de 20 anos, é possível estimar o cenário mais adequado para o planejamento do investidor com viés de sustentabilidade. Na Tabela 5.10, observa-se que, em média, o enquadramento tarifário azul confere vantagem. A maioria do cenário parcial sem GD, sem receita da GD, e o cenário total, com receita da GD do Eletroposto, proporcionam o maior equilíbrio no fluxo de caixa, com aproximadamente 2 milhões acumulados.

Tabela 5.10 Fluxo de Caixa em 20 anos.

Investimento/(GD)/Tarifa	Precificação	Fluxo de Caixa	*Payback*	TIR (10%)	VPL
Parcial /(Sem GD)/Azul	R$ 2,18	R$ 2.128.030,00	Ano 5	24%	R$ 480.655,18
Parcial /(Sem GD)/Verde	R$ 2,23	-R$ 872.294,00	Não há viabilidade	-6%	-R$ 521.894,30
Total/ (E)/Azul	R$ 2,39	R$ 2.635.740,00	Ano 7	18%	R$ 512.989,79
Total/ (E)/Verde	R$ 2,44	-R$ 364.578,00	Não há viabilidade	-5%	-R$ 589.814,44
Parcial / (E)/Azul	R$ 2,21	R$ 2.212.655,00	Ano 6	21%	R$ 503.439,79
Parcial / (E)/Verde	R$ 2,27	-R$ 787.665,00	Não há viabilidade	-6%	-R$ 544.876,47
Total/ (EB)/Azul	R$ 2,22	R$ 2.230.050,00	Ano 7	16%	R$ 351.775,54
Total/ (EB)/Verde	R$ 2,28	-R$ 770.272,00	Não há viabilidade	-6%	-R$ 650.773,94
Parcial/ (EB)/Azul	R$ 2,05	R$ 1.806.961,00	Ano 6	19%	R$ 343.093,81
Parcial / (EB)/Verde	R$ 2,11	-R$ 1.193.361,00	Não há viabilidade	-7%	-R$ 659.455,67

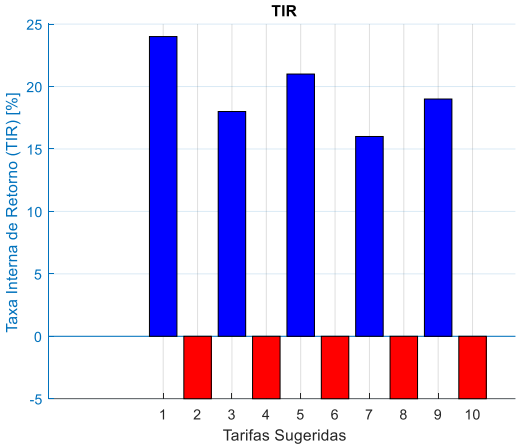
Fonte: [Elaborada pelo autor].

Na comparação dos cenários, a análise conjunta do VPL, da TIR e do *payback* proporciona uma visão abrangente dos riscos e retornos associados, permitindo uma avaliação mais completa da viabilidade financeira do projeto. Ademais, na Figura 5.12 é possível observar que cinco tarifas sugeridas se destacam em relação a taxa de retorno em 10%.

O primeiro parâmetro considerado na análise de viabilidade é o VPL, que atinge aproximadamente R$ 513 mil no cenário total (Tarifa Sugerida 3) e cerca de R$ 503 mil no cenário parcial com GD (Tarifa Sugerida 5). Ao comparar a TIR e o *payback*, o cenário parcial com GD se destaca com uma TIR de 21%, significativamente superior à taxa mínima de

atratividade. Vale destacar o cenário parcial com GD, custo inicial de R$ 249.204,00, tem um menor risco de liquidez e é altamente lucrativo, com *payback* para o sexto ano, onde a tarifa estimada 5 ao consumidor é de R$ 2,21.

Figura 5.12 TIR.



Fonte: [Elaborada pelo autor].

5.3. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Na análise dos distintos cenários de operação do sistema, particularmente considerando períodos de dias úteis e finais de semana, juntamente com cargas pesadas e leves provenientes do eletroposto, os resultados indicam que, de maneira geral, a tensão em regime permanente permanece dentro dos padrões estabelecidos pelas normativas, como o PRODIST, com queda percentual menor que 1%.

Em consonância com estas observações, durante o período noturno, a tensão tende a maiores quedas, independentemente da demanda do eletroposto. Isto é atribuído à ausência de injeção de potência das fontes de geração distribuída para a rede de distribuição. Além disso, durante os dias úteis, especialmente nos cenários com carga pesada, a demanda de energia elétrica tende a ser maior devido ao pleno funcionamento do setor e, consequentemente, quedas mais acentuadas na tensão. Nessa perspectiva, estimativas das perdas máximas ocorre durante a inserção do eletroposto com diferentes níveis de carga em um Dia Útil Noturno, bem como em cenários de alta demanda do setor. Com isso, ressalta-se que as variações na demanda e na geração, mesmo em cenários específicos como finais de semana e dias úteis, tendem a ser

gerenciáveis e não representam ameaças significativas à confiabilidade do fornecimento de energia.

Na abordagem tarifária, a previsão de consumo de energia diária implica na utilização do empreendimento tanto no horário de ponta quanto fora de ponta. Com base no comportamento dos usuários, destaca-se que a tarifa Azul pode ser vantajosa para o perfil de consumo. No caso do Eletroposto UFMS, a demanda não é individualmente contabilizada devido ao contrato único para todo o setor III da instituição, resultando em um custo mensal mais baixo, que é de R$ 9.157,00. Por outro lado, o Eletroposto Independente possui contrato de demanda e esse custo está diretamente associado, atingindo R$ 22.039,00.

Assim, a inserção do eletroposto pode ser vista como parte integrante no desenvolvimento de oportunidades de negócios, em consonância com o devido cuidado de manutenção da qualidade dos equipamentos, sem comprometer a operacionalização do sistema elétrico. Portanto, ao considerar não apenas a localização, mas também a viabilidade de uso da rede existente e a avaliação econômica associada, torna-se imprescindível para melhoria na qualidade e na eficiência do sistema, bem como a adequação tarifária para possibilitar a economia mensal.

Na escolha da tarifa de recarga mais adequada, o estudo auxilia à tomada de decisão ao prever os custos e as receitas ao longo da vida útil do empreendimento. Conforme os resultados, nem sempre o maior valor atribuído à tarifa com suas características corresponde de maneira adequada, sendo que o enquadramento tarifário tem impacto conforme o perfil de utilização previsto no eletroposto, onde no modelo de consumo proposto é considerada a recarga durante o horário de ponta.

A proposta referente ao cenário parcial com GD, cujo VPL é de aproximadamente R$ 503 mil no enquadramento tarifário azul, apresentando um menor risco de liquidez e elevada lucratividade. O *payback* ocorre no sexto ano, considerando uma tarifa estimada ao consumidor de R$ 2,21. Esse indicador aliado à sustentabilidade com geração renovável é o que mais se adequa aos resultados esperados a médio prazo conforme o cenário financeiro.

6. CONCLUSÕES GERAIS

Os resultados ressaltam que a instalação do Eletroposto UFMS no Setor I, com suas características técnicas e seus aspectos construtivos sustentáveis, impulsiona-o como para incentivo para inspiração de modelo de negócio, podendo comprovar seu desempenho através do estudo de caso no Setor III da instituição.

Com isso, o estudo da viabilidade técnica e econômica demonstram a necessidade de conhecer os efeitos da operação e do planejamento do sistema. Em conjunto, refletem a representação do modelo que pode vir a ser instalado no barramento do BATLAB, mostrando que não causará impacto na operabilidade do Setor III mesmo diante de alta demanda (100 kW) do eletroposto, para diferentes cargas nos barramentos. Como dado relevante, cabe salientar que o barramento do BATLAB é considerado adequado para receber a rede do eletroposto, pois não apresenta instabilidade de tensão e as perdas técnicas do alimentador do setor consegue ser pequena se comparadas com a potência requerida, demonstrando a eficiência da proposta, a qual pode ser testada para qualquer rede de distribuição de média tensão.

Quanto aos resultados financeiros, ao considerar a melhor opção tarifária do consumidor com subestação aérea com potência de 112,5 kVA e a possibilidade de demanda contratada de 100 kW, conclui-se que a modalidade Azul é mais vantajosa quando comparada à Verde, incluindo impostos, totalizando uma economia mensal de R$ 1.700,00. Adicionalmente, o consumo previsto considera o perfil de 537,5 kWh mensal.

Por fim, os resultados obtidos por meio da equação proposta apresentam o valor médio de R$ 2,24 por recarga. Este modelo de valor mensurável prevê as relações entre os diferentes investimentos, custos associados e receitas. O proposito principal é a análise dos indicadores financeiros, conforme uma projeção em 20 anos. Com isso, o cenário parcial com GD é o mais adequado para consolidá-lo no mercado, apresentando VPL de aproximadamente 503 mil, TIR de 21% e *payback* em 6 anos.

Por outro lado, há possibilidades de se ampliar esse estudo para futuras pesquisas, tais como comparar outros enquadramentos tarifários e investimentos, identificação de outros custos (ociosidade, conectividade), possibilidade de tarifa binômia, considerando a inserção no mercado livre, e realizar análise de modelo de negócios.

7. REFERÊNCIAS

[1] Proposta Revisão Orçamentária. Projeto de Chamada Estratégica Nº22 da ANEEL. 2022.

[2] BMW I3 BEV. Disponível em: https://www.icarros.com.br/tabela-fipe/bmw/i3/2021/i3-bev-full. Acesso em 20/07/2022.

[3] Catálogo EZBIKE. Curitiba. 2021.

[4] Inversor Sungrow SG20KTL-M 20 kW. Disponível em: https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-1805993221-inversor-sungrow-sg20ktl-m-ongrid-sistema-trifasico-20000w-_JM. Acesso em 27/07/2022.

[5] Inversor SMA STP20000TL-30 20 kW. Disponível em: https://www.amazon.co.uk/SMA-Tripower-20000-TL-30-Solar-STP2-0000TL/dp/B077JZ6N62. Acesso em 27/07/2022.

[6] Inversor Huawei SUN2000-20KTL-M0 20 kW. Disponível em: https://www.ecosist.net/inversor-huawei-sun2000-20ktl-m0-20kw.html. Acesso em 27/07/2022.

[7] Catálogo Inversor SolarEdge SE 20 kW. Disponível em: https://drive.google.com/file/d/1GFHMCRm6GhgNq0UFr-4Y7VPnbj0EtQSG/view. Acesso em 27/07/2022.

[8] Inversor Growatt MID 20KTL3-X 20 kW. Disponível em: https://www.magazineluiza.com.br/inversor-solar-fotovoltaico-on-grid-mid-20ktl3-xl-20kw-trifasico-220v-4mppt-monitoramento-growatt/p/edbk9hj1b8/pi/inso/?&seller_id=ideastecnologia&utm_source=google&utm_medium=pla&utm_campaign=&partner_id=64262&&&utm_source=google&utm_medium=pla&utm_campaign=&partner_id=58984&gclid=Cj0KCQjwof6WBhD4ARIsAOi65ahFAnBPhIE4OMzfpVsH36WevQfjFiLkY0sdVJUSeL1nwPUnE3m4DcMaAlVwEALw_wcB&gclsrc=aw.ds. Acesso em 27/07/2022.

[9] Inversor Fronius Symo 20.0-3-M 20 kW. Disponível em: https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-symo/fronius-symo-20-0-3-m. Acesso em 27/07/2022.

[10] Inversor GoodWe GW20KLV-MT 20 kW. Disponível em: https://issuu.com/elektsolar/docs/webminar. Acesso em 27/07/2022.

[11] Inversor Híbrido Deye SUN5K 5 kW. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/loja/inversor-solar-hibrido-on-off-grid-deye-sun-5k-sg01lp1-5000-48-220v.html?gclid=Cj0KCQjw54iXBhCXARIsADWpsG-3MCeiaYHjHagZL2a_gtdfJkYP1Xxqg8ocilBM1sDbrpmcMSLQSDYaAvSMEALw_wcB Acesso em 27/07/2022.

[12] Módulo DHM-72L9/BF 450 W. Disponível em: https://solarlifenergy.com.br/loja/painel-solar-450w/. Acesso em 27/07/2022.

[13] Módulo OSDA ODA450-36-MHT 450W. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-450w-osda-oda450-36-mht.html. Acesso em 27/07/2022.

[14] Módulo Shinefar SF-M15/144 415W. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-monocristalino-415w-shinefar-sf-m15-144.html. Acesso em 27/07/2022.

[15] Módulo BYD 340PIK-36 340W. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-340wp-byd-340-pik-36.html. Acesso em 27/07/2022.

[16] Módulo Ulica UL-395M-144 395W. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-395w-ulica-ul-395m-144.html. Acesso em 27/07/2022.

[17] Módulo Sunova - SS-505-66-MTF 505W. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/loja/fileuploader/download/download/?d=1&file=custom/upload/File-1644004839.pdf . Acesso em 27/07/2022.

[18] Microinversor Deye - SUN2000G3 Monofásico 2000W. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/loja/microinversor-deye-sun2000g3-monofasico-2000w-220v-mlpe-e-wi-fi-integrado.html#especificacao. Acesso em 30/07/2022.

[19] ANEEL: RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.181, DE 4 DE ABRIL DE 2023. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233181.pdf . Acesso em 28/05/2024.

[20] ANEEL: RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. 2021. Acesso em 21/05/2024.

[21] CRESESB, 2023. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&. Acesso em 19/02/2024.

[22] FILHO, J. M. Manual de Equipamentos Elétricos. 5ª. ed, São Paulo, 2019.

[23] MONTICELLI, A. J., A. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. Edgard Blucher LTDA, São Paulo, 1983.

[24] PRODIST: MODULO 8 – Qualidade de Energia Elétrica: Revisão 11, 2020. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/modulo-8. Acesso em 21/05/2024.

[25] Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST), 2022. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist. Acesso em 21/05/2024.

[26] Parâmetro de Linha de Distribuição. Disponível em: https://www.mathworks.com/help/sps/powersys/ref/distributedparametersline.html. Acesso em 25/05/2024.

[27] KASSAI, J. R. et al. Retorno de investimento: abordagem matemática e contábil do lucro empresarial. . São Paulo: Atlas. 2000.

8. APÊNDICE A-QUADRO DE TARIFA MS

MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL E VERDE									
GRUPO		CLASSES	TUSD + TE						
			DEMANDA (R$/kW)				CONSUMO (R$/kWh)		
					ULTRAPASSAGEM		BDV		
			PONTA	FORA PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	FORA PONTA	
AZUL	A2 (88kV a 138kV)	SERVIÇO PÚBLICO	48,38	17,19	96,76	34,38	0,55662	0,38228	
		RURAL	48,38	17,19	96,76	34,38	0,55662	0,38228	
		RURAL IRRIGAÇÃO	48,38	17,19	96,76	34,38	0,55662	0,07645	
		DEMAIS CLASSES	48,38	17,19	96,76	34,38	0,55662	0,38228	
	A3a (30 kV a 44kV)	SERVIÇO PÚBLICO	66,70	34,28	133,40	68,56	0,59644	0,42210	
		RURAL	66,70	34,28	133,40	68,56	0,59644	0,42210	
		RURAL IRRIGAÇÃO	66,70	34,28	133,40	68,56	0,59644	0,08442	
		DEMAIS CLASSES	66,70	34,28	133,40	68,56	0,59644	0,42210	
	A3 (69 kV)	SERVIÇO PÚBLICO	62,34	21,63	124,68	43,26	0,56212	0,38778	
		RURAL	62,34	21,63	124,68	43,26	0,56212	0,38778	
		RURAL IRRIGAÇÃO	62,34	21,63	124,68	43,26	0,56212	0,07755	
		DEMAIS CLASSES	62,34	21,63	124,68	43,26	0,56212	0,38778	
	A4 (13,8 kV)	SERVIÇO PÚBLICO	66,70	34,28	133,40	68,56	0,59644	0,42210	
		RURAL	66,70	34,28	133,40	68,56	0,59644	0,42210	
		RURAL IRRIGAÇÃO	66,70	34,28	133,40	68,56	0,59644	0,08442	
		DEMAIS CLASSES	66,70	34,28	133,40	68,56	0,59644	0,42210	
VERDE	A3a (30kV a 44kV)	SERVIÇO PÚBLICO	-	34,28	-	68,56	2,21553	0,42210	
		RURAL	-	34,28	-	68,56	2,21553	0,42210	
		RURAL IRRIGAÇÃO	-	34,28	-	68,56	2,21553	0,08442	
		DEMAIS CLASSES	-	34,28	-	68,56	2,21553	0,42210	
	A4 (13,8 kV)	SERVIÇO PÚBLICO	-	34,28	-	68,56	2,21553	0,42210	
		RURAL	-	34,28	-	68,56	2,21553	0,42210	
		RURAL IRRIGAÇÃO	-	34,28	-	68,56	2,21553	0,08442	
		DEMAIS CLASSES	-	34,28	-	68,56	2,21553	0,42210	