



UNIVERSIDADE FEDERAL DA GRANDE DOURADOS  
FACULDADE DE ENGENHARIA  
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA



Jussilaine Fernandes Lemes

ANÁLISE DE VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE POSTO DE  
RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS COM ABASTECIMENTO  
FOTOVOLTAICO

DOURADOS/MS

2018



Jussilaine Fernandes Lemes

ANÁLISE DE VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE POSTO DE  
RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS COM ABASTECIMENTO  
FOTOVOLTAICO

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à banca examinadora da  
Faculdade de Engenharia da Universidade  
Federal da Grande Dourados para a  
obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Gerson Bessa Gibelli

DOURADOS/MS

2018

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP).**

L551a Lemes, Jussilaine Fernandes

Análise de Viabilidade de Implantação de Posto de Recarga de Veículos Elétricos com Abastecimento Fotovoltaico / Jussilaine Fernandes Lemes --  
Dourados: UFGD, 2018.

65f. : il. ; 30 cm.

Orientador: Gerson Bessa Gibelli

TCC (Graduação em Engenharia de Energia) - Faculdade de Engenharia,  
Universidade Federal da Grande Dourados.

Inclui bibliografia

1. Energia fotovoltaica. 2. Veículos elétricos. 3. Mobilidade. 4. Posto de recarga. I. Título.

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

**©Direitos reservados. Permitido a reprodução parcial desde que citada a fonte.**

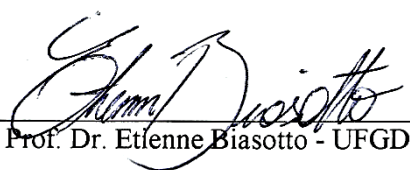
JUSSILAINE FERNANDES LEMES

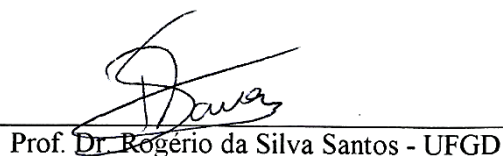
**ANÁLISE DE VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE POSTO DE  
RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS COM ABASTECIMENTO  
FOTOVOLTAICO**

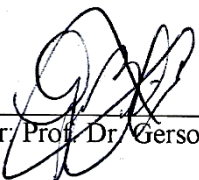
Esta monografia foi julgada e aprovada para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia, pela Faculdade de Engenharia da Universidade Federal da Grande Dourados.

Dourados, 28 de fevereiro de 2018.

BANCA EXAMINADORA

  
Prof. Dr. Etienne Biasotto - UFGD

  
Prof. Dr. Rogério da Silva Santos - UFGD

  
Orientador Prof. Dr. Gerson Bessa Gibelli – UFGD



*A meus pais, Tadeu e Lucinda, pelo apoio durante toda minha caminhada acadêmica.*





## AGRADECIMENTOS

---

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades.

Aos meus pais, Tadeu e Lucinda, minha irmã Jussara e meu irmão João, pelo amor, incentivo e apoio incondicional.

Ao professor Dr. Gerson Bessa Gibelli pelo suporte, pelas suas correções e incentivo e aos demais professores pelos conhecimentos transmitidos.

Enfim, a todos que fizeram parte direta ou indiretamente dessa etapa importante em minha vida, muito obrigada.



*“Não existe triunfo sem perda, não há vitória sem sofrimento, não há liberdade sem sacrifício.”*

*(Gandalf)*



## RESUMO

---

Lemes, J. F. **Análise de Viabilidade de Implantação de Posto de Recarga de Veículos Elétricos com Abastecimento Fotovoltaico**. 65 p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal da Grande Dourados, 2018.

Com a crescente busca por energias renováveis e não poluidoras do meio ambiente, a fonte de energia fotovoltaica é uma alternativa às fontes fósseis que tem se destacado atualmente, se popularizando devido à economia que gera em relação aos custos com energia elétrica fornecida pelas concessionárias. Seguindo pelo mesmo caminho de diminuição da poluição, os veículos elétricos e híbridos vêm ganhando destaque e o aumento do número desses veículos nas ruas necessita de locais adequados para seu carregamento, porém a mobilidade elétrica ainda é um empecilho para a real integração desses veículos na sociedade. Desta forma, o presente trabalho visa integrar esses dois fatores, realizando o dimensionamento de um posto de recarga com 40 vagas localizado na Universidade Federal da Grande Dourados, mais precisamente no estacionamento do Anfiteatro, abastecido com energia fotovoltaica, tornando o veículo elétrico realmente com zero-emissões, e analisando a viabilidade deste sistema. Neste trabalho foram elaborados três projetos distintos de abastecimento para o Posto de Recarga, tais como: Projeto 1 – Sistema Fotovoltaico Autônomo; Projeto 2 – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede e Projeto 3 – Sistema com abastecimento somente da rede elétrica. Os Projetos 1 e 3 foram realizados para fins de análise e comparação com o Projeto 2, ressalta-se que o primeiro projeto é mais utilizado em áreas que não disponham de uma rede elétrica próxima, não sendo o caso da UFGD. Ressalta-se que o trabalho está ambientado de forma futurística e os cálculos de vendas de energia foram realizados apenas para tornar possíveis os cálculos de viabilidade, pois só é permitida a comercialização de energia pelas concessionárias. Mesmo assim, os métodos utilizados de dimensionamento e análise podem ser utilizados como base para outros trabalhos.

**Palavras-chave:** Energia fotovoltaica, Veículos elétricos, Mobilidade, Posto de recarga.



## ABSTRACT

---

Lemes, J. F. **Feasibility Analysis of the Implementation of the Recharge Station of Electric Vehicles with Photovoltaic Supply**. 65 p. Monograph (Course Completion Work) – Faculty of Engineering, Federal University of Grande Dourados, 2018.

With the increasing search for renewable and non-polluting energies of the environment, the photovoltaic energy source is an alternative to the fossil sources that has been highlighted today, becoming popular due to the economy that generates in relation to the costs with electric energy supplied by the distribution companies. Following the same path of reducing pollution, electric and hybrid vehicles have been gaining prominence and the increase in the number of these vehicles on the streets requires adequate places for their loading, but electric mobility is still an obstacle to the real integration of these vehicles in society. In this way, the present work aims to integrate these two factors, carrying out the design of a 40 parking spaces refueling station located at the Federal University of Grande Dourados, more precisely in the parking lot of the Amphitheater, supplied with photovoltaic energy, making the electric vehicle really zero emissions, and analyzing the feasibility of this systems. In this work. Three different supply projects were prepared for the Recharge Station, such as: Project 1 – Autonomous Photovoltaic System, Project 2 – Photovoltaic System Connected to the Network and Project 3 – System with supply only of the electric network. Projects 1 and 3 were carried out for the purpose of analysis and comparison with Project 2, it is emphasized that the first project is more used in areas that do not have a nearby power grid, not the case of the UFGD. It is emphasized that the work is set in a futuristic way and the calculations of the sales of energy were made only to make viability calculations feasible since only the commercialization of energy by the concessionaires is allowed. Even so, the method used for sizing and analysis can be used as a basis for other work.

**Keywords:** Photovoltaic energy, Electric vehicles, Mobility, Recharge station.





## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

---

FIGURA 1.1: CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	1
FIGURA 1.2: CONSUMO FINAL POR FONTE.....	2
FIGURA 1.3: TOYOTA PRIUS -1997.....	3
FIGURA 1.4: NISSAN LEAF.....	4
FIGURA 1.5: SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO.....	6
FIGURA 2.1: CONECTOR SAE J1772 COMBO (CA+CC).....	10
FIGURA 2.2: ESTRUTURA DE UMA CÉLULA DE SILÍCIO.....	13
FIGURA 2.3: ÁREA DE INSTALAÇÃO.....	16
FIGURA 3.1: ÁREA DO ESTACIONAMENTO DO AUDITÓRIO.....	23
FIGURA 3.2: VAGAS DO POSTO DE RECARGA.....	24
FIGURA 3.3: IRRADIAÇÃO SOLAR NO PLANO INCLINADO.....	27
FIGURA 3.4: ESTRUTURA DE MONTAGEM.....	28
FIGURA 3.5: CONFIGURAÇÃO 1.....	31
FIGURA 3.6: CONFIGURAÇÃO 2.....	31
FIGURA 3.7: CONFIGURAÇÃO 3.....	32
FIGURA 3.8: CONFIGURAÇÃO FINAL DO PROJETO 1.....	32
FIGURA 3.9: CABEAMENTO DO SISTEMA - PROJETO 1.....	33
FIGURA 3.10: CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA - PROJETO 2.....	36
FIGURA 3.11: CABEAMENTO DO SISTEMA - PROJETO 2.....	37
FIGURA 3.12: CABEAMENTO DO SISTEMA – PROJETO 3.....	38
FIGURA 4.1: GRÁFICO – FLUXO DE CAIXA PARA 100% DO CONSUMO – PROJETO 1.....	43
FIGURA 4.2: GRÁFICO – TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO PARA 100% DO CONSUMO.....	44
FIGURA 4.3: GRÁFICO – FLUXO DE CAIXA PARA 75 % DO CONSUMO – PROJETO 1.....	44
FIGURA 4.4: GRÁFICO – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO PARA 75 % DO CONSUMO.....	45
FIGURA 4.5: GRÁFICO – FLUXO DE CAIXA PARA 50 % DO CONSUMO – PROJETO 1.....	45
FIGURA 4.6: GRÁFICO – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO PARA 50 % DO CONSUMO.....	46
FIGURA 4.7: GRÁFICO – FLUXO DE CAIXA PARA 100 % DO CONSUMO – PROJETO 2.....	46
FIGURA 4.8: GRÁFICO – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO PARA 100 % DO CONSUMO.....	47
FIGURA 4.9: GRÁFICO – FLUXO DE CAIXA PARA 75 % DO CONSUMO – PROJETO 2.....	47
FIGURA 4.10: GRÁFICO – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO PARA 75 % DO CONSUMO.....	48
FIGURA 4.11: GRÁFICO – FLUXO DE CAIXA PARA 50 % DO CONSUMO – PROJETO 2.....	48

FIGURA 4.12: GRÁFICO – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO PARA 50 % DO CONSUMO. ...	49
FIGURA 4.13: GRÁFICO – VIABILIDADE X QUANTIDADE DE VE – PROJETO 2. ....	49
FIGURA 4.14: GRÁFICO – ANÁLISE DE VIABILIDADE DO PROJETO 2 PARA A MESMA QUANTIDADE DE PLACAS DO PROJETO 1.....	50
FIGURA 4.15: GRÁFICO – FLUXO DE CAIXA PARA 100 % DO CONSUMO – PROJETO 3.....	51
FIGURA 4.16: GRÁFICO – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO PARA 100 % DO CONSUMO. .	51
FIGURA 4.17: GRÁFICO – FLUXO DE CAIXA PARA 75 % DO CONSUMO – PROJETO 3.....	52
FIGURA 4.18: GRÁFICO – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO PARA 75 % DO CONSUMO. ...	52
FIGURA 4.19: GRÁFICO – FLUXO DE CAIXA PARA 50 % DE CONSUMO – PROJETO 3.....	53
FIGURA 4.20: GRÁFICO – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO PARA 50 % DO CONSUMO. ...	53
FIGURA 4.21: GRÁFICO VPL.....	54
FIGURA 4.22: GRÁFICO TIR.....	54
FIGURA A-1: DIMENSÕES DA COBERTURA DO POSTO DE RECARGA. ....	61
FIGURA A-2: VISTA DA COBERTURA DO POSTO DE RECARGA. ....	61
FIGURA A-3: ESPECIFICAÇÕES NISSAN LEAF. ....	62
FIGURA A-4: FATURA UFGD 10/2016.....	65

## LISTA DE TABELAS

---

TABELA 1.1 – COMPARATIVO DA EMISSÃO DE CO <sub>2</sub> POR KM. ....	4
TABELA 2.1 – CLASSIFICAÇÃO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS. ....	9
TABELA 2.2 – VANTAGENS E DESVANTAGENS DOS VE. ....	9
TABELA 2.3 – NÍVEIS DE POTÊNCIA DE CARGA. ....	11
TABELA 2.4 – MÁXIMA EFICIÊNCIA FOTOVOLTAICA. ....	14
TABELA 3.1 – CARACTERÍSTICAS DO VEÍCULO ADOTADO. ....	25
TABELA 3.2 – DADOS UTILIZADOS NOS PROJETOS. ....	26
TABELA 3.3 – DADOS DE INSTALAÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS. ....	28
TABELA 3.4 – LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DOS EQUIPAMENTOS – PROJETO 1. ....	34
TABELA 3.5 – VIDA ÚTIL DOS EQUIPAMENTOS – PROJETO 1. ....	34
TABELA 3.6 – LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DOS EQUIPAMENTOS – PROJETO 2. ....	37
TABELA 3.7 – VIDA ÚTIL DOS EQUIPAMENTOS – PROJETO 2. ....	38
TABELA 3.8 – LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DOS EQUIPAMENTOS – PROJETO 3. ....	38
TABELA 3.9 – DADOS DE ENTRADA PARA OS CÁLCULOS DE VIABILIDADE – PROJETO 1. ....	39
TABELA 3.10 – DADOS PARA CÁLCULO DE FATURA – PROJETO 2. ....	40
TABELA 3.11 – DADOS DE ENTRADA PARA O CÁLCULO DE FATURA – PROJETO 2. ....	40
TABELA 3.12 – DADOS DE ENTRADA PARA OS CÁLCULOS DE VIABILIDADE – PROJETO 2. ....	41
TABELA 3.13 – DADOS DE ENTRADA PARA OS CÁLCULOS DE VIABILIDADE – PROJETO 3. ....	42
TABELA 4.1 – VALORES DE VPL E TIR. ....	54
TABELA A. 1 – DADOS TÉCNICOS DO PAINEL SOLAR – CANADIAN SOLAR. ....	63
TABELA A. 2 – DADOS TÉCNICOS DA BATERIA – MOURA CLEAN. ....	63
TABELA A. 3 – DADOS TÉCNICOS DO CONTROLADOR DE CARGA - FLEXMAX EXTREME. ....	63
TABELA A. 4 – DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR – EPSOLAR. ....	64
TABELA A. 5 – DADOS TÉCNICOS CARREGADOR DE VE – EVLINK CITY / SCHNEIDER ELETRIC. ....	64
TABELA A. 6 – DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR CENTRAL – EFASOLAR. ....	64
TABELA A. 7 – DADOS TÉCNICOS DO QUADRO ELÉTRICO FOTOVOLTAICO – ABB. ....	65



**LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS**

---

<b>CA</b>	Corrente Alternada
<b>CC</b>	Corrente Contínua
<b>COFINS</b>	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
<b>CPFL</b>	Companhia Paulista de Força e Luz
<b>GE</b>	Gerador Elétrico
<b>GWh</b>	Gigawatts hora
<b>ICMS</b>	Imposto de Circulação de Mercadorias
<b>MCI</b>	Motor de Combustão Interna
<b>ME</b>	Motor Elétrico
<b>MPPT</b>	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
<b>PIS / PASEP</b>	Programa de Integração Social / Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
<b>SF</b>	Sistema Fotovoltaico
<b>SFA</b>	Sistema Fotovoltaico Autônomo
<b>SFCR</b>	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>STC</b>	<i>Standard Test Conditions</i>
<b>TIR</b>	Taxa Interna de Retorno
<b>VE</b>	Veículos Elétricos
<b>VPL</b>	Valor Presente Líquido



## SUMÁRIO

---

<b>CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. OBJETIVO .....	6
1.2. JUSTIFICATIVA .....	7
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO .....	7
<b>CAPÍTULO 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>9</b>
2.1. VEÍCULOS ELÉTRICOS .....	9
<b>2.1.1. Carregadores automotivos .....</b>	<b>10</b>
2.1.1.1. Nível 1 .....	10
2.1.1.2. Nível 2 .....	10
2.1.1.3. Nível 3 .....	11
2.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	11
<b>2.2.1. Radiação Solar .....</b>	<b>11</b>
<b>2.2.2. Potencial energético .....</b>	<b>12</b>
<b>2.2.3. Classificação dos Sistemas Fotovoltaicos .....</b>	<b>12</b>
2.2.3.1. Sistemas Fotovoltaicos Autônomos (SFA) .....	12
2.2.3.2. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR) .....	13
2.2.3.3. Sistemas híbridos .....	13
<b>2.2.4. Componentes do Sistema Fotovoltaico .....</b>	<b>13</b>
2.2.4.1. Gerador Fotovoltaico .....	13
2.2.4.2. Acumuladores de Energia .....	17
2.2.4.3. Conversores .....	18
2.2.4.4. Reguladores de tensão .....	19
2.2.4.5. Demais Equipamentos .....	19
<b>2.2.5. Vantagens e Desvantagens do Sistema Fotovoltaico .....</b>	<b>20</b>
2.3. VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL) E TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR) .....	21
<b>CAPÍTULO 3. METODOLOGIA .....</b>	<b>23</b>
3.1. ÁREA DE IMPLANTAÇÃO E DADOS DE CONSUMO .....	23
3.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	26
3.3. CÁLCULOS DE VIABILIDADE .....	39

<b>CAPÍTULO 4. RESULTADOS.....</b>	<b>43</b>
4.1. PROJETO 1 .....	43
4.2. PROJETO 2 .....	46
4.3. PROJETO 3 .....	50
4.4. COMPARAÇÃO ENTRE OS PROJETOS .....	54
<b>CAPÍTULO 5. CONCLUSÃO .....</b>	<b>57</b>
5.1. SUGESTÕES PROPOSTAS PARA CONTINUIDADE DA PESQUISA .....	58
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>59</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>61</b>

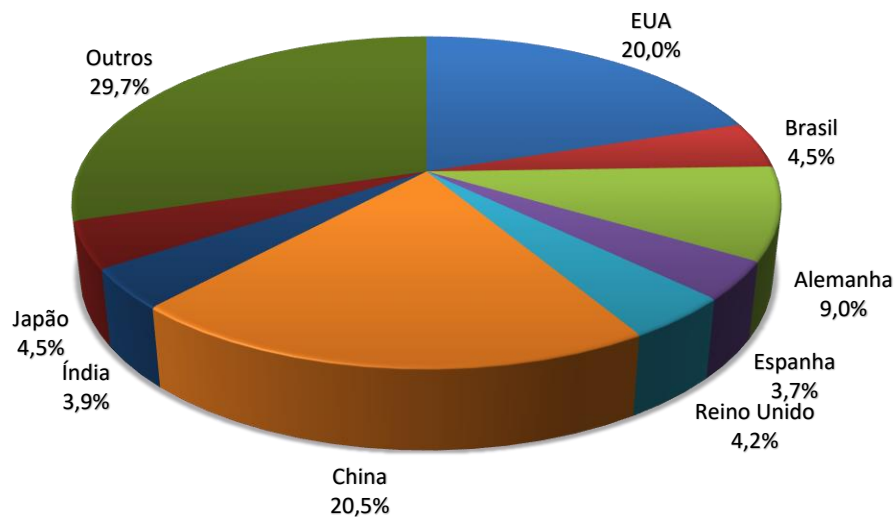


## Capítulo 1. INTRODUÇÃO

---

Atualmente as preocupações com o meio ambiente, emissão de gases do efeito estufa e redução da poluição tem causado mudanças no setor energético mundial, no qual proporciona o aumento da busca por energias renováveis em substituição às fontes fósseis, principalmente para o petróleo. Desta forma, pode-se observar por meio da Figura 1.1 a distribuição do consumo mundial de energias renováveis.

Figura 1.1: Consumo Mundial de Energias Renováveis.

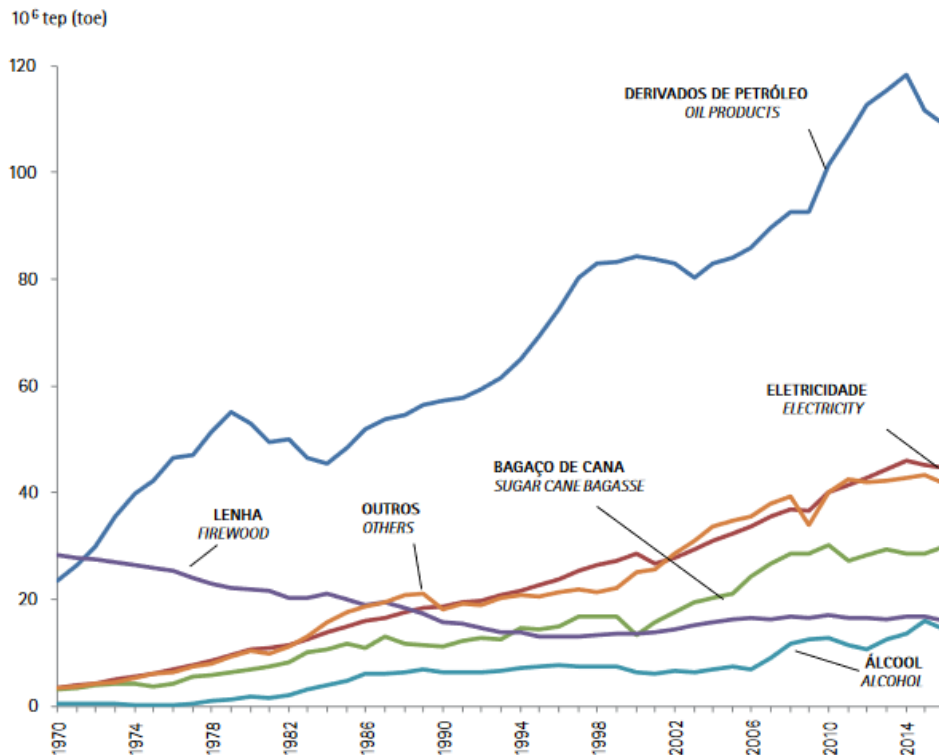


Fonte: (BRITISH PETROLEUM, 2017).

Ressalta-se que os EUA se destacam na produção de biocombustível a base de milho, a Alemanha no investimento da produção de energia fotovoltaica e o Brasil na produção de Etanol à base da cana-de-açúcar e de eletricidade baseada em hidroelétricas, na qual contribui para a porcentagem de energia renovável do país. Várias são as alternativas para produção de energia renovável, com destaque para a eólica, solar, biocombustíveis e, menos conhecidas a maremotriz e ondomotriz.

Apesar de possuir grande potencial para produção de energia renovável, fica evidente quando da análise da Figura 1.2 que a matriz energética do Brasil está baseada em derivados do petróleo (EPE, 2017).

Figura 1.2: Consumo Final por Fonte.



Fonte: (BEN, 2017).

Na busca por fontes renováveis de energia, deve-se atentar para a área de transportes, onde atualmente cerca de sete bilhões de pessoas estão concentradas nas grandes áreas urbanas. Estima-se que até 2030 as áreas urbanas concentrarão 80 % da riqueza mundial.

Para a locomoção das mercadorias e pessoas são necessários mais de 850 milhões de automóveis que consomem trilhões de litros de combustível anualmente emitindo quase três milhões de toneladas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) na atmosfera (WITTMANN, 2013).

Uma alternativa para a redução desses índices preocupantes são os Veículos Elétricos (VE), onde surgiram por volta do século XIX em conjunto com as baterias (BARROS, 2013).

Além do desenvolvimento das baterias, entre 1890 e 1900 houve duas tecnologias desenvolvidas que contribuíram para o desempenho dos VE, tais como a frenagem regenerativa, equipamento capaz de transformar a energia cinética desenvolvida pelo automóvel em movimento em energia elétrica durante a frenagem e o sistema híbrido, movido à gasolina e eletricidade (BARAN; LEGEY, 2011).

Em 1903 havia cerca de quatro mil automóveis registrados na cidade de Nova York, sendo 53 % a vapor, 27 % a gasolina e 20 % elétricos.

Em 1910, com o começo da produção de automóveis em massa por Henry Ford, a frota de VE na cidade de Nova York atingiu 30 mil unidades, o número de automóveis a gasolina já era 30 vezes maior, desde então ocorreu o declínio dos automóveis elétricos.

Apenas durante a década de 1960, quando o mundo começou a voltar suas atenções para os problemas ambientais, que os VE chamaram a atenção das grandes montadoras.

Nesta época, o chumbo era utilizado como aditivo à gasolina e os carros não possuíam filtros catalisadores para filtrar a fumaça derivada do processo de combustão, logo o automóvel foi considerado uma das principais fontes poluidoras nas grandes cidades (BARAN; LEGEY, 2011).

Nesse enfoque, a principal ideia foi de implantar os VE como alternativa viável ao automóvel à gasolina, onde em 1997 a fabricante japonesa de automóveis lançou o modelo Toyota Prius no mercado japonês, um sedã híbrido de quatro portas (Figura 1.3).

Figura 1.3: Toyota Prius -1997.



Fonte: (PAKWHELLS, 2018).

Em 1999, a Honda lançou no mercado americano o híbrido Insight, sendo a primeira a realizar esse feito, o modelo foi um sucesso no país. No ano seguinte, o Prius chegou aos EUA, sendo também um sucesso, o mesmo aconteceu na Europa. Em 2010 a Nissan lançou o Nissan Leaf (Figura 1.4), primeiro carro produzido em larga escala, com zero emissões de gases e baterias de íon-lítio.

Figura 1.4: Nissan Leaf.



Fonte: (BARROS, 2013).

No Brasil, a primeira tentativa de produção de VE em larga escala se deu no final dos anos 1970, com o desenvolvimento de dois modelos de carros elétricos, o Itaipu Elétrico e o Itaipu E-400, respectivamente, resultado da parceria entre a Gurgel S.A. com Furnas Centrais Elétricas S.A..

De acordo com o Departamento Nacional de Trânsito (DENATRAN), até junho de 2016, a frota total do Brasil era de 92 milhões 281 mil veículos, onde 50 milhões 530 mil são automóveis e 20 milhões 593 mil motocicletas. A Associação Brasileira de Veículos Elétricos (ABVE) estima que o país possua três mil veículos licenciados até o presente momento, entre modelos elétricos e híbridos e espera que esse número aumente nos próximos anos (RESAN, 2016).

Um dos motivos para o aumento nas projeções dos VE e híbridos são as metas de redução de emissão de carbono na atmosfera. Um comparativo das emissões de CO<sub>2</sub> entre os carros elétricos em diferentes países e a gasolina pode ser observado na Tabela 1.1 (RESAN, 2016).

Tabela 1.1– Comparativo da emissão de CO<sub>2</sub> por km.

<b>CO<sub>2</sub> por km</b>	
Carro a gasolina	90 g
Carro elétrico no Brasil	9 g
Carro elétrico na França	10 g
Carro elétrico nos EUA	68 g
Carro elétrico na China	96 g

Fonte: (RESAN, 2016).

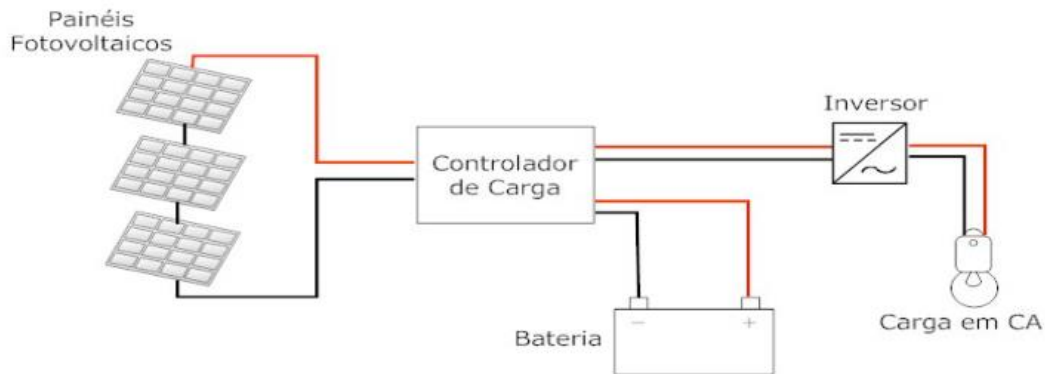
Apesar de ser considerado o único a produzir Zero-Emissões, que diz respeito a zero ruídos, zero emissões de poluentes e zero emissões de gases do efeito estufa, em alguns países, como na China, o carro elétrico emite maior quantidade de CO<sub>2</sub> que o carro a gasolina, devido a sua fonte de geração de energia, sendo as usinas a base de carvão, ou seja, o veículo elétrico produzido nesse país é mais poluidor que um carro a gasolina (RESAN, 2016).

Desta forma, é necessário pensar na fonte geradora de energia elétrica para que realmente os VE sejam considerados Zero-emissões, nesse quesito entram as fontes renováveis de energia, tais como a fotovoltaica e a eólica que vem se destacando no mercado mundial. A fonte Solar Fotovoltaica corresponde a cerca de 0,01 % do total da oferta, sendo que em 2016 atingiu 53,6 GWh com uma potência instalada de 56,9 MW (BEN, 2017).

O aumento da utilização da fonte de energia solar fotovoltaica se deve ao fato de ser uma fonte com menor poluição, considerada inesgotável, além de possuir um modo de produção silencioso, onde seu sistema pode ser integrado facilmente às construções já existentes sem a necessidade de implantação de uma estrutura própria, ainda mais que não necessita de redes de transmissão de energia (no caso de produção em pequena escala e para consumo próprio), mas pode ser integrada a rede de energia existente além de provocar impactos ambientais quase nulos (SEGUEL, 2009).

Nesse âmbito, houve aumento nas políticas de incentivo a pesquisa e desenvolvimento dessa fonte, o que reduziu nos últimos anos o preço dos equipamentos e instalações desse sistema. No Brasil, alguns programas merecem destaque, como o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas) e o Programa Luz para Todos, que tornaram os Sistemas Fotovoltaicos (SF) mais acessíveis e levou eletricidade para comunidades em lugares de difícil acesso da rede elétrica (SEGUEL, 2009). Diferente dos demais países, no Brasil é mais difundido a utilização de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos (SFA) (Figura 1.5), onde a energia produzida é consumida no próprio local, sem necessidade de transmissão para lugares distantes, ou seja, não há perda significativa na transmissão.

Figura 1.5: Sistema Fotovoltaico Autônomo.



Fonte: (SERRÃO, 2010).

Com o crescente número de VE circulando, seus efeitos na rede elétrica têm preocupado alguns especialistas, sendo motivo de discussão o fato do sistema atual suportar a demanda exigida para a recarga desses veículos. Segundo a CPFL, o impacto sobre a demanda de energia seria pequeno, um aumento do consumo entre 0,6 % e 1,6 % no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2030 (RESAN, 2016). Desta forma, integrar a recarga dos VE com a geração de energia fotovoltaica é uma maneira de minimizar essa questão, tanto como produção única de energia, como ligada à rede (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede – SFCR), diminuindo a demanda do SIN.

Segundo a ANEEL, é necessário tomar algumas medidas para viabilizar a utilização dos automóveis elétricos e híbridos no país, como tornar a mobilidade elétrica uma realidade no Brasil, sendo uma questão de política pública. Estudos indicam que nos países onde a mobilidade elétrica é realidade, o mercado de VE vem se expandindo consideravelmente e existem políticas públicas de incentivo à aquisição e utilização dos carros elétricos, assim como para a compra de equipamentos de recarga (RESAN, 2016).

## 1.1. OBJETIVO

A principal contribuição desse trabalho é difundir a pesquisa na área de mobilidade elétrica no país, a entrada dos VE ou Híbridos no mercado como alternativa aos automóveis de combustão interna e a utilização da fonte de energia fotovoltaica. Ressalta-se que existem poucos trabalhos desenvolvidos nos temas da mobilidade e implantação de postos de recarga.

## 1.2. JUSTIFICATIVA

A presente monografia é importante devido ao fato de não haver na literatura uma metodologia de projeto para implantação de um Sistema Fotovoltaico e de posto de recarga de grande porte. Os cálculos e esquemas apresentados são de fácil entendimento para acadêmicos e projetistas, além de desenvolver um método de análise de viabilidade que pode ser utilizado como base para os demais projetos.

## 1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO

A Estrutura do trabalho seguirá a seguinte forma:

No Capítulo 2 tem-se o suporte teórico sobre a evolução e funcionamento dos VE e dos componentes dos SF.

No Capítulo 3, apresenta-se a Metodologia desenvolvida na realização da análise, desde a montagem do projeto até a sua viabilidade.

O Capítulo 4 traz à apresentação dos resultados e discussões e o Capítulo 5 a conclusão e sugestões para continuação da pesquisa.





## Capítulo 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Com base na literatura encontrada, este capítulo apresenta os principais tipos de VE existentes, os modelos de carregadores para VE existentes no mercado, os componentes dos SF e as equações utilizadas para dimensioná-lo e avaliar o projeto.

### 2.1. VEÍCULOS ELÉTRICOS

O livro de autoria de Larmine e Lowry (2012), desenvolvido por engenheiros e cientistas traz uma abordagem completa sobre os VE, desde seu surgimento até os dias atuais, desmembrando seus aspectos de construção e analisando o impacto deste modelo e suas variações no mercado de automóveis mundial. Por definição, VE são automóveis que utilizam um ou mais motores elétricos na sua propulsão, sendo alimentados por células de combustíveis a Hidrogênio ou baterias recarregáveis. Estão subdivididos em Veículos 100 % elétricos e os Veículos Híbridos. Sendo assim, a Tabela 2.1 apresenta as principais configurações dos VE e suas características.

Tabela 2.1 – Classificação dos Veículos Elétricos.

<b>Tipo</b>	<b>Motorização</b>	<b>Gerador (GE)</b>	<b>Pacote de Baterias</b>	<b>Recarga</b>
VE Puro a Bateria	ME	-	Usualmente Íons de Lítio	Rede Pública
VE Híbrido	ME + MCI	GE	Íons de Lítio	Não requer
VE Híbrido Plug-in	ME + MCI	GE	Íons de Lítio	Rede pública opcional

Fonte: (WITTMANN, 2013; MOREIRA, 2013).

Na Tabela 2.2 são listadas as vantagens e desvantagens desses veículos que possuem potencial para ser uma alternativa competitiva aos veículos convencionais.

Tabela 2.2 – Vantagens e Desvantagens dos VE.

<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
-Zero-emissões de CO <sub>2</sub> ;	- Autonomia das baterias é insuficiente em relação à rede viária atual;
-Silencioso;	- Carregamento normal longo;
-Maior eficiência energética com menores custos para o consumidor;	- Custo das baterias;
-Menor custo de manutenção;	- Vida útil das baterias curta;
-Travagem regenerativa (carro-elétrico).	- Quase inexistência de unidades de reciclagem.

Fonte: (MOREIRA, 2013).

### 2.1.1. CARREGADORES AUTOMOTIVOS

Os carregadores automotivos são importantes no desenvolvimento dos VE e devem ser eficientes, com alta potência, confiáveis, de baixo custo e de pequeno volume e peso, principalmente naqueles instalados no próprio veículo. Tais carregadores devem ser eficientes a ponto de minimizarem qualquer impacto gerado pela conexão do veículo à rede.

De acordo com Barros (2013), os carregadores podem ser classificados em três níveis.

#### 2.1.1.1. NÍVEL 1

Este nível está relacionado aos carregamentos mais lentos, com entradas monofásicas de  $127 V_{CA} / 15 A$  com aterramento, essa configuração está presente na maioria das tomadas de uso comum em residências, ou seja, nenhuma mudança estrutural é necessária para esse tipo de carregador. Este nível gera um impacto mínimo na rede e já ocorre a utilização do conector padrão da norma SAE J1772, conforme demonstrado na Figura 2.1 (BARROS, 2013).

Figura 2.1: Conector SAE J1772 Combo (CA+CC).



Fonte: (BARROS, 2013).

#### 2.1.1.2. NÍVEL 2

Este nível de carregamento é considerado o principal, pois se encontra entre o mais lento e o mais rápido. Nesse nível a tomada de energia deve ser de até  $240 V_{CA} / 80 A$  com aterramento, porém é necessária uma estrutura para essa função, pois a tomada comum não pode ser utilizada devido à necessidade de uma potência maior, gerando impacto na rede elétrica.

### 2.1.1.3. NÍVEL 3

Geralmente utilizado em recargas do tipo rápidas, ou seja, está mais voltada para a instalação em estabelecimentos comerciais e postos de recargas. Trabalhando com tensões típicas de 480 V<sub>CA</sub>, com sistema trifásico, essa instalação requer um carregador externo ao veículo com conversão regulada de CA para CC.

A Tabela 2.3 apresenta o resumo das características para cada nível.

Tabela 2.3 – Níveis de Potência de Carga.

Nível	Localização do Carregador	Local de Uso	Fonte de Energia	Nível de Potência Esperado	Tempo de Carga	Tecnologia do Veículo
<b>1 (Oportunidade)</b> 120 Vca 240 Vca	No veículo Monofásico	Carregamento em casa ou no trabalho	Tomada de Uso Comum	1,4 kW (12A) 1,9 kW (32A)	4-11 h 11-36 h	VEHP (5-15 kWh) VE (16-50 kWh)
<b>2 (Primário)</b> 240 Vca 400 Vca	No veículo Monofásico ou Trifásico	Carregamento em tomadas privadas ou postos públicos	Tomada de Uso específico	4 kW (17A) 8 kW (32A) 19,2 kW (80A)	1-4 h 2-6 h 2-3 h	VEHP (5-15 kWh) VE (16-30 kWh) VE (3-50 kWh)
<b>3 (Rápido)</b> 208-600 Vca ou Vcc	Externo ao Veículo Trifásico	Carregamento comercial, análogo a postos de combustíveis	Tomada de Uso Específico	50 kW 100 Kw	0,4-1 h 0,2-0,5 h	VE (20-50 kWh)

Fonte: (BARROS, 2013).

## 2.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO

### 2.2.1. RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar se dá pela propagação da energia do Sol por meio de ondas eletromagnéticas que atingem a superfície da Terra, podendo ser de três tipos: Radiação Direta: incide diretamente sobre a superfície sem meios intermediários; Radiação Difusa: sofre dispersão antes de atingir a superfície terrestre (como nuvens) e Radiação devido ao Albedo: radiação refletida por construções ao redor da superfície. O somatório das radiações resulta na Radiação Global (BARROS, 2013).

Ao se medir a radiação solar é utilizada duas terminologias:

- Irradiância Solar (W/m<sup>2</sup>): Quantidade de radiação solar que incide sobre a superfície;
- Irradiação Solar (kW/m<sup>2</sup>/dia): Integração da Irradiância Solar em um período de tempo, geralmente um dia.

### 2.2.2. POTENCIAL ENERGÉTICO

O Brasil possui alto potencial energético solar, segundo EPE (2012), a irradiação média anual se concentra entre 1200 e 2400 kWh/m<sup>2</sup>.ano, quando comparado com a Alemanha, sendo pioneira na produção de energia fotovoltaica que possui uma irradiação média anual entre 900 e 1200 kWh/m<sup>2</sup>.ano, o potencial energético brasileiro é significativamente melhor.

Dentre os trabalhos realizados sobre o tema, alguns são relevantes, como o *Atlas Solarimétrico do Brasil*, produzido em 2000 pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE em parceria com a CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco) e o *Atlas de Irradiação Solar do Brasil*, desenvolvido em 1998 pelo INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) e pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC. Além desses trabalhos, podem ser utilizados para obter valores de irradiação vários programas, alguns destes são disponibilizados on-line e permite obter dados de locais específicos atualizados, por exemplo, o SUNDATA.

### 2.2.3. CLASSIFICAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A norma que descreve a classificação de SF é a NBR 11704:2008, desta forma os SF podem ser classificados das seguintes formas.

#### 2.2.3.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS (SFA)

Estes sistemas não possuem ligação à rede, toda a energia produzida fica no circuito de geração e geralmente utilizam armazenamento de energia, tais como: baterias, supercapacitores, entre outros, porém em alguns sistemas a energia é diretamente consumida. Esse tipo de sistema geralmente é utilizado em locais onde não há uma rede de energia por perto.

Segundo Seguel (2009) os SFA podem ser classificados conforme o tipo de sistema de armazenamento de energia que será empregado, como:

- Sistema em Série – quando o banco de baterias está colocado em série com o fluxo de energia;
- Sistema em Paralelo – quando o banco de baterias está colocado em paralelo com o fluxo de energia.

### 2.2.3.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA (SFCR)

Os SFCR são conectados à rede pública de fornecimento de energia e não necessitam de armazenamento de energia. Nesse sistema, o excesso de eletricidade produzido durante o dia é injetado na rede elétrica, gerando créditos ao produtor. Quando o SF não produz energia suficiente, a eletricidade é compensada pela rede elétrica (LOPEZ, 2012).

### 2.2.3.3. SISTEMAS HÍBRIDOS

Tais sistemas podem ser SFA ou SFCR, o diferencial é que nesse sistema há uma segunda fonte de energia além da proveniente do SF, como geradores eólicos.

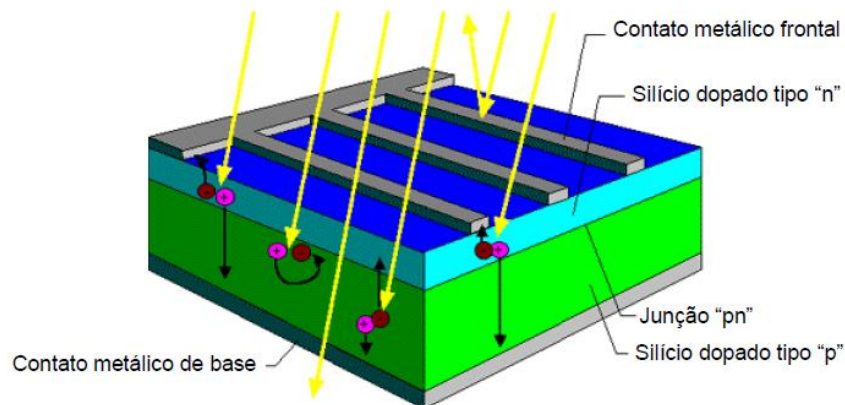
## 2.2.4. COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Os equipamentos que constituem um SF são:

### 2.2.4.1. GERADOR FOTOVOLTAICO

Componente fundamental tanto em SFA quanto em SFCR, os geradores são os fornecedores do insumo energético, são formados pelas células fotovoltaicas, geralmente feitas de silício. Desta forma, a célula de silício possui duas camadas de impurezas, uma com elemento que tende a perder elétrons e outra que tende a absorver elétrons, entre essas duas camadas existe a área de contato, que é chamada de “junção PN”. A energia luminosa (por meio de fótons) faz com que os elétrons se movimentem através da junção PN (circulação de corrente), conforme demonstrado na Figura 2.2 (LOPEZ, 2012).

Figura 2.2: Estrutura de uma célula de silício.



Fonte: (SEGUEL, 2009).

Os principais tipos de células são:

- **Silício cristalino (c-Si)**

As células fotovoltaicas são produzidas, em sua maioria, com silício cristalino, esse material está presente em cerca de 95 % do mercado de células fotovoltaicas (BARROS, 2013). Porém para a produção das células como as conhecemos são utilizadas duas tecnologias distintas, a primeira é o m-Si (Silício monocristalino), que se baseia no tratamento do c-Si com uma quantidade extremamente pura do elemento e a segunda tecnologia é a produção de módulos de p-Si (silício policristalino), esse módulo possui uma eficiência menor, mas seu custo é menor também, o que compensa o fator eficiência.

- **Película fina**

Esse tipo de célula utiliza quantidade menor de material em sua produção e pode ser construída em superfícies curvas, existem vários tipos de filmes finos, destacando-se os: Silício Amorfo hidrogenado (a-Si), Telureto de Cádmio (CdTe) e o Disseleneto de Cobre (Gálio) e Índio (CIS e CIGS) (BARROS, 2013). Sua tecnologia se baseia em depositar camadas extremamente finas de materiais fotossensíveis sobre superfícies de baixo custo, como vidro, aço inoxidável ou plástico.

Por meio da Tabela 2.4 é possível verificar o comparativo da eficiência máxima de cada tipo de célula.

Tabela 2.4 – Máxima eficiência fotovoltaica.

Material da célula	Eficiência em laboratório	Eficiência em produção	Eficiência em produção série
Silício monocristalino	24,7 %	18 %	14 %
Silício policristalino	19,8 %	15 %	13 %
Silício cristalino de película fina	19,2 %	9,5 %	7,9 %
Silício amorfo estável	13 %	10,5 %	7,9 %
CIS, CIGS	18,8 %	14 %	10 %
Telureto de cádmio	16,4 %	10 %	9 %

Fonte: (LOPEZ, 2012).

A Primeira etapa para o dimensionamento de um SFA é realizar o levantamento das cargas para atender a quantidade de energia consumida, sendo a Demanda da carga multiplicada pelo tempo de utilização dessa carga e a quantidade de cargas utilizadas, conforme apresentado na equação 1.

$$\text{Consumo}_{\text{diário}} (kWh) = \text{Demanda} (kW) \times \text{Tempo} (h) \times \text{Número de cargas} \quad (1)$$

A equação 2 apresenta o cálculo da quantidade de módulos ( $N$ ), sendo o Consumo diário dividido pela Energia produzida diariamente no módulo ( $E_{PM}$ ).

$$N = \text{Consumo}_{\text{diário}} / E_{PM} \quad (2)$$

A equação 3 é utilizada para calcular a Energia produzida ( $EP$ ) em SFCR, sendo que o número de módulos é determinado pelo projetista.

$$EP = N \times E_{PM} \quad (3)$$

A produção individual de cada célula é pequena, variando de 1W a 3W, com tensão menor que 1 volt, por essa razão as células são integradas, formando um painel (módulo), a fim de fornecer potências mais elevadas. A determinação da quantidade produzida diariamente por um módulo fotovoltaico é realizada por meio de dois métodos distintos, sendo:

- ✓ Método da insolação – válido na utilização de controladores de carga contendo o recurso MPPT.
- ✓ Método da corrente máxima do módulo – é necessário conhecer as condições de insolação do local ( $I_d$ ), eficiência ( $\eta_M$ ) e as características do módulo adotado. Neste método a energia produzida pelo módulo diariamente é calculada na equação 4.

$$E_{PM} = I_d \times A_M \times \eta_M \quad (4)$$

Os painéis podem ser ligados da seguinte maneira:

- Ligações em série: Aumenta a tensão do sistema.
- Ligações em paralelo: Aumenta a corrente do sistema.
- Ligações em série e paralelo: Combinação de conexões em série e paralelo para aumentar a tensão e corrente fornecida a uma carga.

Segue o descritivo do modo de instalação para cada tipo montagem, sendo na superfície, cobertura e telhas solares.

- Montagem em superfície: Instalação de menor custo, onde os painéis são fixados sobre um quadro de aço ou alumínio fixado em uma estrutura no telhado já pronto.

- Montagem em cobertura: Os painéis são fixados na estrutura do telhado, ou seja, nos caibros. Os custos dessa montagem são basicamente compensados pela economia nos custos dos materiais para cobertura, possui impacto visual menor quando comparado com a montagem em superfície.
- Telhas solares: Custo de investimento maior, mas não necessita da estrutura de montagem.

Para a instalação correta dos painéis solares é necessário seguir duas regras básicas:

**Regra 1:** Quando possível, orientar o módulo voltado para o norte geográfico, pois maximiza a produção média diária de energia.

**Regra 2:** Ajustar o ângulo de inclinação correto do módulo com relação ao solo.

Seguindo a Regra 2 e segundo Villalva (2013) é possível calcular a altura da haste ( $z$ ) e a distância ( $x$ ) por meio do comprimento do módulo ( $L$ ) conforme demonstrado nas equações 5 e 6.

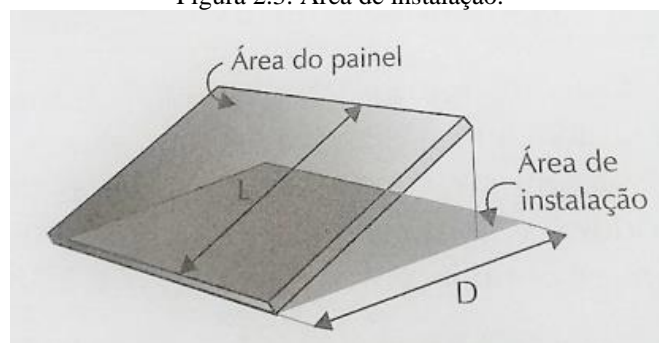
$$z = L \times \sin \alpha \quad (5)$$

$$x = L \times \cos \alpha \quad (6)$$

Em determinados tipos de instalações é necessário calcular corretamente a distância entre as fileiras para que os módulos não façam sombras uns aos outros. Por meio da equação 7 é necessário calcular o valor  $D$  referente à área de instalação, conforme apresentado na Figura 2.3 (VILLALVA, 2013).

$$D = 2,25.L \quad (7)$$

Figura 2.3: Área de instalação.



Fonte: (VILLALVA, 2013).



#### 2.2.4.2. ACUMULADORES DE ENERGIA

Utilizado apenas em SFA, a energia produzida durante as horas de luminosidade é armazenada em um banco de baterias com o objetivo de ser utilizada durante a noite ou em períodos prolongados de mau tempo (onde a produção de energia é pequena ou inexistente).

Além do armazenamento de energia, outra função dos acumuladores é fornecer uma intensidade de corrente superior àquela que o módulo fotovoltaico disponibiliza, mesmo durante o dia quando os painéis fornecem energia.

Algumas vezes a intensidade de corrente é inferior a necessária, desta forma as baterias entram em ação para elevar a corrente, em contrapartida, quando os painéis fornecem correntes superiores à necessária as baterias são carregadas. As conexões das baterias podem ser série, paralelo ou série e paralelo, da mesma forma que os painéis solares, a fim de obter aumento de tensão, corrente ou ambos.

Quanto aos tipos de baterias, têm-se:

##### i. **Bateria Chumbo-ácido**

Inventada pelo físico francês Planté em 1859, essas baterias foram as primeiras para uso comercial e atualmente são utilizadas em grandes sistemas de fornecimento de energia elétrica ininterrupta, automóveis e empilhadeiras. A desvantagem deste tipo de bateria é que não pode ser armazenada descarregada, pois densidade baixa da energia pode causar danos ambientais.

##### ii. **Bateria alcalina de Níquel Cádmio - NiCd**

As baterias alcalinas, como as de níquel cádmio e níquel ferro possuem um custo elevado em relação à bateria chumbo-ácido, porém possui a vantagem de não serem afetadas pela temperatura. Além disso, possuem uma vida útil e corrente de carga maior, mas apresentam menor rendimento e capacidade em alta temperatura.

Segundo Lopez (2012), o projeto de um SFA deve considerar a autonomia em dias, sendo de cinco a sete dias para cargas críticas sem outra fonte de energia, profundidade e regime de descarga, pois não é recomendado o descarregamento abaixo de 50 % de sua capacidade para não reduzir sua vida útil. Para obter o número de baterias (*NB*) é necessário multiplicar o número de baterias em série (*BS*) pelo número de baterias em paralelo (*BP*) conforme a equação 8.

$$NB = BS \times BP \quad (8)$$

Utilizando a Equação 9 é possível calcular o valor de  $BS$ , mas devem-se conhecer os valores de tensão de operação do sistema ( $V_i$ ) e tensão nominal da bateria ( $V_B$ ).

$$BS = V_i / V_B \quad (9)$$

O número de  $BP$  é obtido pela capacidade real do banco de baterias ( $C_R$ ) em Ah ou kWh, em relação à capacidade nominal da bateria ( $C_N$ ), conforme apresentado na equação 10.

$$BP = C_R / C_N \quad (10)$$

A energia armazenada é calculada na equação 11, com os dados de capacidade útil do banco de baterias ( $C_U$ ) e a profundidade de descarga permitida ( $P_D$ ).

$$C_R = C_U / P_D \quad (11)$$

Para o cálculo da capacidade útil do banco de baterias é utilizada a equação 12.

$$C_U = \text{Consumo}_{\text{diário}} / V_i \quad (12)$$

Para o cálculo do número de conjunto de baterias é utilizada a equação 13.

$$N_{CB} = C_{BANCO} / C_{BANCO 2} \quad (13)$$

O total de módulos conectados a cada conjunto de bateria é calculado na equação 14.

$$N_{MCB} = N / N_{CB} \quad (14)$$

#### 2.2.4.3. CONVERSORES

Utilizados em SFA e SFCR, conversores são equipamentos eletrônicos responsáveis pela conversão de CC em CA de 110 V ou 220 V, os principais tipos de conversores são:

- Inversor de Onda Senoidal – Utilizado em sistemas ligados à rede elétrica, esse conversor transforma a CC do SF, que varia geralmente entre 12 V<sub>CC</sub> e 360 V<sub>CC</sub>, em 120 V<sub>CA</sub> e 60 Hz, sincronizando com a rede.
- Inversor de Onda Senoidal Modificado – Semelhante ao anterior, porém com uma eficiência menor, pois não produz energia elétrica com a mesma qualidade, por essa

razão não é aceito pela rede elétrica, ficando restrito seu uso em SFA (LEVA et al., 2004).

#### 2.2.4.4. REGULADORES DE TENSÃO

Os reguladores de tensão também possuem a função de proteger o sistema de sobrecargas e descargas excessivas prolongando a vida útil das baterias, monitora constantemente a tensão da bateria, definindo o seu nível de tensão, que deve coincidir com a tensão do sistema, e a corrente máxima. Ao atingir o valor no qual a bateria é considerada carregada, o regulador interrompe o processo de carga.

A interrupção pode ser de duas formas dependendo da disposição do regulador, sendo:

- ✓ A primeira ao abrir o circuito entre os módulos fotovoltaicos e a bateria – Controle tipo Série;
- ✓ A segunda ao curto-circuitar os módulos fotovoltaicos – Controle tipo Shunt.

Ao utilizar a energia armazenada nas baterias, inicia-se o processo de descarga, então o regulador entra em ação reconectando o gerador à bateria para recarregar.

O controlador de carga possui um limite de quantidade de módulos que podem ser conectados ( $N_M$ ), desta forma para calcular esse valor é necessário utilizar a equação 15 referente a corrente admissível pelo regulador de carga ( $Corrente_A$ ), já a equação 16 do número de módulos considera a corrente elétrica máxima ( $C_M$ ) (corrente de curto-circuito na condição STC) e a equação 17 determina o número de reguladores de carga.

$$Corrente_A = Corrente_{SM} \times \text{fator de segurança} \quad (15)$$

$$N_M = Corrente_A / C_M \quad (16)$$

$$N_{RC} = N / N_M \quad (17)$$

#### 2.2.4.5. DEMAIS EQUIPAMENTOS

Em SFCR é necessário instalar um ou mais medidores de energia, sendo recomendado o medidor bidirecional, no qual efetua a medição da quantidade de energia injetada ou fornecida pela rede.

Além desse equipamento, utilizam-se quadros elétricos fotovoltaicos já montados para a proteção de corrente contínua e das strings (conjunto de módulos em série).

As equações 18 e 19 apresentam os cálculos da Tensão e Corrente máxima para determinar a quantidade de quadros de proteção. O resultado obtido deve ficar abaixo das Tensões e Correntes fornecidas pelo catálogo do produto.

Os demais equipamentos utilizados na instalação são o suporte caso o módulo fotovoltaico seja móvel, as caixas de passagens para a passagem dos cabos e os cabos (LEVA et al., 2004).

$$Tensão_{m\acute{a}xima} = N_M \times Tensão\ do\ m\acute{o}dulo \quad (18)$$

$$Corrente_{m\acute{a}xima} = N_{string} \times N_M \quad (19)$$

### 2.2.5. VANTAGENS E DESVANTAGENS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Segue o descritivo de algumas vantagens e desvantagens dos SF.

#### **Vantagens**

- Fácil instalação com possibilidade de ampliação conforme a necessidade do consumidor;
- Vida útil de 25 anos nos equipamentos (baterias duram cerca de 5 anos);
- Sistema de produção silencioso;
- Baixo custo de manutenção;
- Não agride o meio ambiente durante a geração de energia.

#### **Desvantagens**

- Custo elevado no investimento devido a tecnologia utilizada na fabricação das células fotovoltaicas;
- Rendimento real de conversão de um módulo é baixo, cerca de 28 %;
- Necessita de armazenamento de energia (banco de baterias), que eleva ainda mais seu custo de instalação;
- Seu rendimento é diretamente ligado as variáveis: índice de radiação, temperatura, quantidade de nuvens, dentre outras.

### 2.3. VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL) E TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

O método utilizado para avaliação dos projetos é o Método do VPL que se baseia no fluxo de caixa presente, sendo demonstrado por meio da equação 20. O resultado da sua análise indicará se o VPL for positivo o sistema é viável, mas se negativo é inviável (STRACHOSKI, 2011).

$$VPL = \left[ \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \frac{FC_3}{(1+i)^3} + \frac{FC_4}{(1+i)^4} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} \right] - FC_0 \quad (20)$$

No cálculo do VPL é considerado o fluxo de caixa no momento zero ( $FC_0$ ), podendo se referir a investimento, empréstimo ou financiamento, fluxos de caixas ( $FC_n$ ) previstos no projeto durante o intervalo de tempo ( $n$ ), podendo ser negativo ou positivo, condicionados a uma taxa de juros ao ano ( $i$ ).

No SFCR é gerada uma fatura, pois é consumido energia da rede elétrica, desta forma o  $FC_n$  é dado pela equação 21.

$$FC_n = \text{Entrada de capital} - \text{Fatura} \quad (21)$$

Onde a *Fatura* é calculada por meio da equação 22.

$$\text{Fatura} = [(TFP \times DFP \times HFP + TP \times DP \times HP + TD \times D + TFP \times DCF \times HF) \times (1 + TT)] \times 12 \quad (22)$$

Sendo, *TFP* – Tarifa fora de ponta (R\$/kWh), *DFP* – Demanda fora de ponta (kW), *HFP* – Horas fora de ponta, *TP* – Tarifa na Ponta (R\$/kWh), *DP* – Demanda na ponta (kW), *HP* – Horas na ponta, *TD* – Tarifa de demanda (R\$/kW), *D* – Demanda contratada (kW), *DCF* – Subtração da energia fornecida pela concessionária pela do SF, *HF* – Horas de produção fotovoltaica e *TT* – Tarifa Tributária.

O valor da Fatura é multiplicado por 12 ao final devido ao tempo de análise ser em anos, desta forma é anual e não mensal.

A Tarifa Tributária é dada pela equação 23.

$$TT = \left( \frac{1}{(1 - (PASEP + COFINS + ICMS))} \right) - 1 \quad (23)$$

O TIR é um método utilizado em conjunto com o VPL, funcionando como um reforço ao método anterior, desta forma seu critério de rentabilidade é semelhante ao VPL, se  $TIR >$  taxa de custo, o projeto é rentável, se  $TIR <$  taxa de custo, o projeto não é rentável. De forma concisa, quanto maior o TIR mais capacidade o projeto terá para abater o capital investido.

Segundo Strachoski (2011) a TIR representa a taxa de desconto que iguala os fluxos de caixas com os fluxos de caixas negativos, ou seja, é a taxa que obtém um *VPL* igual a zero, conforme demonstrado na equação 24.

$$VPL = 0 = \sum_1^n \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} - FC_0 \quad (24)$$

## Capítulo 3. METODOLOGIA

---

A Metodologia desenvolvida neste trabalho foi baseada na pesquisa de livros, publicações de artigos técnicos e científicos e catálogos de fabricantes utilizados para projetar, quantificar, adequar e analisar a instalação dos SF na UFGD. Além disso, para a escolha dos equipamentos utilizados foi analisado apenas a compatibilidade com o dimensionamento, sem considerar a eficiência e a marca do equipamento. Para os custos foi realizado um comparativo de pelo menos dois preços para o mesmo produto, adotando o menor valor.

Está sendo propostos três projetos distintos, ao qual para cada um será realizada uma análise.

**PROJETO 1:** SFA com Unidade de Armazenamento;

**PROJETO 2:** SFCR sem Unidade de Armazenamento;

**PROJETO 3:** Sistema com Fornecimento de Energia Proveniente Somente da Rede Elétrica.

### 3.1. ÁREA DE IMPLANTAÇÃO E DADOS DE CONSUMO

Para a instalação do posto de recarga na UFGD foi analisada a área do estacionamento em frente ao prédio do Auditório, localizado na Unidade II, conforme apresentado na Figura 3.1.

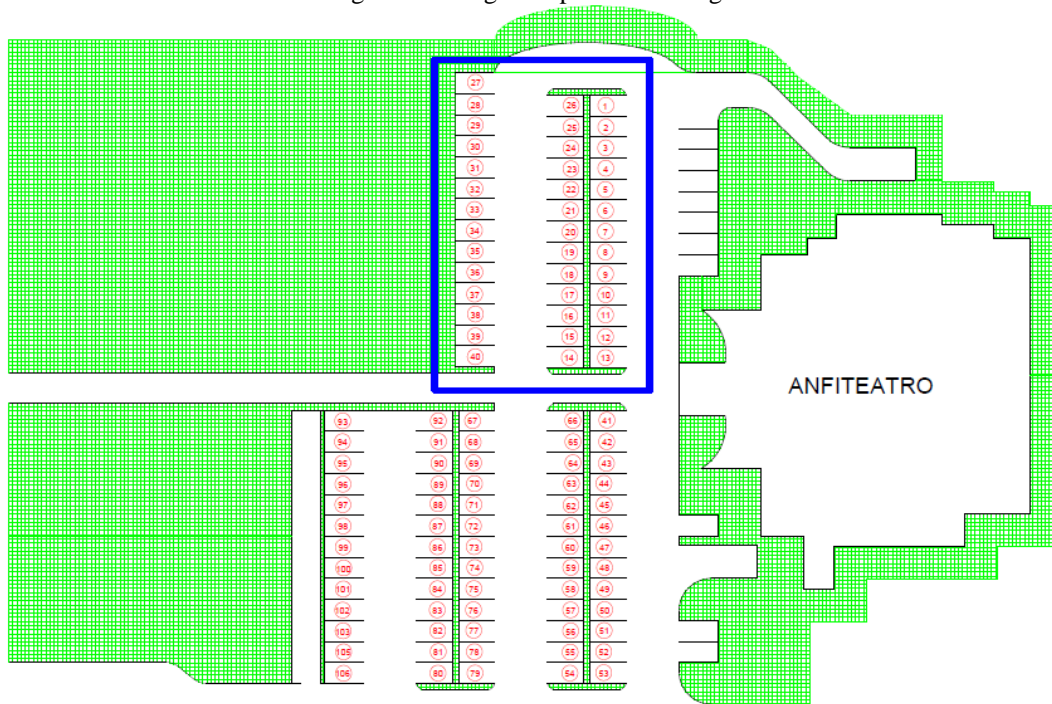
Figura 3.1: Área do estacionamento do Auditório.



Fonte: (GOOGLE MAPS, 2018).

A Figura 3.2 apresenta na área demarcada a quantidade de 40 vagas para o dimensionamento do posto de recarga.

Figura 3.2: Vagas do posto de recarga.



Fonte: Própria autora.

O posto de recarga terá cobertura (ANEXO A) de aproximadamente 830 m<sup>2</sup>, para o Projeto 1 haverá um local para armazenagem do banco de baterias de 750 m<sup>2</sup> (25x30m). O custo da construção civil, baseada em pesquisas em sites de anúncios e notícias, sai entre R\$ 500,00 e R\$ 800,00 o metro quadrado (G1, 2016) do pré-moldado, desta forma será utilizado o valor de R\$ 500,00 para a cobertura do posto de recarga, pois não é necessário paredes, e R\$ 800,00 para a estrutura do banco de baterias, desta forma o valor das estruturas será dada pela equação 25.

$$Custo = Valor \text{ do metro quadrado } \times \text{ área da estrutura} \quad (25)$$

Assim, aplicando na equação 25 os valores da cobertura têm-se:

$$Custo = 500 \times 830 \Rightarrow \text{Custo} = \text{R\$ } 415.000,00$$

Utilizando a mesma equação 25, tem-se para o custo do local para o banco de baterias:



$$Custo = 800 \times 750 \Rightarrow \text{Custo} = \text{R\$ } 600.000,00$$

- **Determinação da demanda e do consumo**

O dimensionamento foi realizado considerando que sejam utilizadas todas as vagas do posto de recarga, ou seja, das 7h às 23h totalizando 16 horas por dia. Foi considerado o perfil dos usuários sendo de estudantes, professores, técnicos e demais funcionários da instituição, onde permanecerão na média de 3 a 8 horas no local. Considerou-se 8 horas para cada usuário, desta forma cada vaga poderá abastecer 2 carros por dia no total de 80 carros.

Para o presente trabalho será utilizado como base os dados do veículo Nissan Leaf com valores médios, demonstrado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Características do veículo adotado.

	Tipo de bateria	Tipo de conector	Nível 1		Nível 2		Nível 3	
			Demanda	Tempo de carga	Demanda	Tempo de carga	Demanda	Tempo de carga
Nissan Leaf	Li-Íon 24 kWh	SAE J1772 CHAdeMO	1,8 kW	14h	3,3 kW	7h	> 50 kW	0,5h

Fonte: Adaptado de (BARROS, 2013).

O dimensionamento do posto de recarga leva em conta uma recarga completa da bateria, como cada usuário permanece em média 8 horas na Universidade, no Nível 1 não seria possível um carregamento completo do automóvel e no Nível 3 a Demanda necessária será maior que 50 kW, o que eleva o custo da instalação. Desta forma adotou-se o Nível 2 de carregamento, onde irá consumir menor potência durante a recarga total de 7h, sendo assim o mais utilizado atualmente no abastecimento de VE.

Para que cada vaga abasteça 2 veículos por dia, é necessário um tempo de fornecimento de energia de 14 horas diária. Aplicando os valores obtidos na equação 1, tem-se:

$$Consumo_{diário} = 3,3 \times 7 \times 80 \Rightarrow \text{Consumo}_{diário} = \mathbf{1.848 \text{ kWh}}$$

Considerando 30 dias o consumo mensal será de 55.440 kWh.

Outra forma de se calcular o Consumo diário é por meio da Potência da bateria do veículo conforme apresentado na equação 26.

$$\text{Consumo}_{\text{diário}}(\text{kWh}) = \text{Potência da bateria}(\text{kW}) \times \text{N}^{\circ} \text{ de Veículos} \quad (26)$$

$$\text{Consumo}_{\text{diário}} = 24 \times 80 \Rightarrow \text{Consumo}_{\text{diário}} = \mathbf{1.920 \text{ kWh}}$$

$$\text{Consumo}_{\text{mensal}} = \mathbf{57.600 \text{ kWh}}$$

Será adotado o consumo diário por meio da Potência da bateria de 1.920 kWh/dia, sendo assim, foram utilizados os dados da Tabela 3.2 em todos os PROJETOS.

Tabela 3.2 – Dados utilizados nos projetos.

Número de vagas	<b>40</b>
Número de recargas por vaga	<b>2</b>
Número de carros abastecidos diariamente	<b>80</b>
Consumo diário (kWh)	<b>1.920</b>
Consumo mensal (kWh)	<b>57.600</b>
Nível de carregamento	<b>Nível 2</b>

Fonte: Própria autora.

### 3.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Essa etapa do dimensionamento é utilizada nos PROJETOS 1 e 2.

- **Determinar o recurso solar disponível no local**

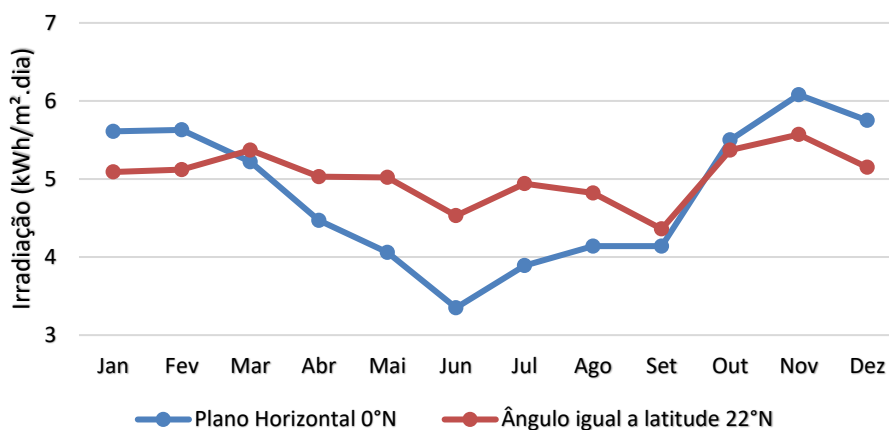
Para a obtenção dos valores de insolação necessária para os cálculos do dimensionamento dos SFA e SFCR foi utilizado o Programa Sundata, os dados inseridos no programa foram a Latitude e Longitude da cidade de Dourados:

- Latitude: 22° 13' 16" Sul

- Longitude: 54° 48' 20" Oeste

Obtendo assim, os valores demonstrados na Figura 3.3.

Figura 3.3: Irradiação solar no Plano Inclinado.



Fonte: Adaptado de (SUNDATA, 2017).

Desta forma, como o dimensionamento de um SF com base na insolação média anual pode levar à falha do sistema por falta de energia nos meses de inverno e excesso nos meses de verão, foi considerado para fins de cálculo o pior mês registrado, sendo o mês de setembro, com 4,36 kWh/m<sup>2</sup>. dia (ângulo igual a latitude – 22°N), o valor adotado de horas de pico solar (horas por dia quando a insolação solar é igual a 1000 W/m<sup>2</sup>) é de 7h (FIETZ, 2008).

- **Ângulo de inclinação do módulo solar**

O ângulo de inclinação varia conforme a latitude do local e para a região de Dourados o ideal seria uma inclinação de 23° (JUNIOR, 2015). A cobertura do posto de recarga possui nas vagas centrais uma inclinação de 2°, desta forma o ângulo de inclinação dos módulos deverá ser de 21°. A cobertura das 14 vagas restantes terá uma inclinação de 23°, assim os módulos poderão ser instalados sobre essa cobertura sem inclinação adicional.

- **Instalação dos painéis solares**

O modelo do módulo adotado é **Painel Solar de 315 W Canadian Solar CS6U-315P**, os dados relevantes estão dispostos no ANEXO A.

Aplicando os valores obtidos nas equações 5 e 6, respectivamente:

$$z = 1,96 \times \text{sen } 21^\circ \Rightarrow z \cong 0,70 \text{ m}$$

$$x = 1,96 \times \text{cos } 21^\circ \Rightarrow x \cong 1,83 \text{ m}$$

A distância entre uma fileira de painéis e outro é dada pela aplicação da equação 7:

$$D = 2,25 \times 1,96 \Rightarrow D = 4,41 \text{ m}$$

Os dados dessa etapa podem ser observados na Tabela 3.3.

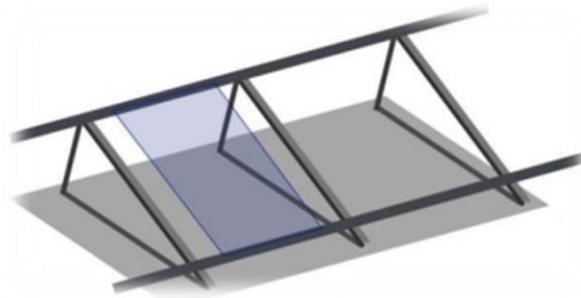
Tabela 3.3 – Dados de Instalação dos painéis fotovoltaicos.

Grau de Inclinação ( $\alpha$ )	<b>21°</b>
Altura da haste de fixação (z)	<b>0,70 m</b>
Distância (x)	<b>1,82 m</b>
Área de instalação (D)	<b>4,41 m</b>

Fonte: Própria autora.

Para a instalação dos módulos utiliza-se uma estrutura semelhante ao kit de montagem Solar Group para aplicação na laje com 6 painéis fotovoltaicos conforme demonstrado na Figura 3.4, porém com as especificações do nosso sistema.

Figura 3.4: Estrutura de montagem.



Fonte: (NEOSOLAR, 2017).

#### ▪ Cálculo da energia produzida pelos módulos fotovoltaicos

Para o cálculo da energia produzida pelos módulos fotovoltaicos foi utilizada a equação 4 do método da insolação.

$$E_{PM} = 4,36 \times (1,96 \times 0,992) \times 0,1620 \Rightarrow E_{PM} = 1,3733 \text{ kWh}$$

## PROJETO 1

#### ▪ Dimensionamento do banco de baterias

O modelo da bateria adotado é a Moura Clean Nano 12MF220 (ANEXO A). A Tensão da bateria é de 12 V, pois é mais facilmente encontrada no mercado. A tensão desejada será de 48 V, o número de baterias em série é determinado pela equação 9:

$$BS = 48/12 \Rightarrow BS = 4$$

Para calcular a energia armazenada pelo banco de baterias, em kWh, é utilizada a equação 11 empregando o valor de  $Consumo_{diário}$  como capacidade útil:

$$C_R = 1920/0,25 \Rightarrow C_R = 7680 kWh$$

A capacidade útil do banco de baterias é determinada através da equação 12:

$$C_U = 7680/48 \Rightarrow C_U = 160 kWh$$

Segundo o Manual Técnico da Moura, o número máximo recomendado de conjunto em paralelo é 6, sendo necessário distribuir o banco de baterias em 6 conjuntos de 4 baterias ligadas em série, conforme a equação 10:

$$6 = C_{R2}/220 \Rightarrow C_{R2} = 1320 Ah$$

O total de conjuntos de 24 baterias necessários para suprir 160 kWh do sistema é dado pela equação 13.

$$N_{CB} = 160000/1320 \Rightarrow N_{CB} \cong 122$$

- **Quantidade de módulos fotovoltaicos**

O número de módulos necessários para o sistema é calculado com a equação 2:

$$N = 1920/1,3733 \Rightarrow N = 1400$$

Devido à tensão do painel, não será necessário nenhum conjunto em série, sendo o sistema com ligação entre módulos em paralelo. Assim o total de módulos conectados a cada conjunto de bateria é dado pela equação 14.

$$N_{MCB} = 1400/122 \Rightarrow N_{MCB} \cong 12$$

- **Controlador de carga**

Para a escolha do modelo do controlador de carga é necessário utilizar as suas especificações, essas levam em conta dois parâmetros, a tensão de operação e a corrente elétrica máxima fornecida pelos módulos. A corrente elétrica máxima, de acordo com a folha de dados do fabricante, é a corrente de curto-circuito na condição STC, que para o modelo é de **9,18 A**. O fator de segurança utilizado para a correção da corrente máxima fornecida pelos módulos será de 30 %, para garantir que a corrente máxima do controlador especificado não seja excedida em nenhuma hipótese. O modelo do controlador de carga escolhido é o FLEX MAX Extreme (ANEXO A) que pode ser instalado ao ar livre. Utilizando as equações 15 a 17 calcula-se a quantidade de módulos conectados para cada controlador.

$$\text{Corrente}_A = 80 \times 0,7 \Rightarrow \text{Corrente}_A = 56 \text{ A}$$

$$N_M = 56 / 9,18 \Rightarrow N_M \cong 6$$

$$N_{RC} = 1400 / 6 \Rightarrow N_{RC} = 234$$

Serão necessários 233 controladores de carga, sendo divididos 6 módulos para cada controlador e 1 controlador conectado em 2 módulos.

- **Inversor**

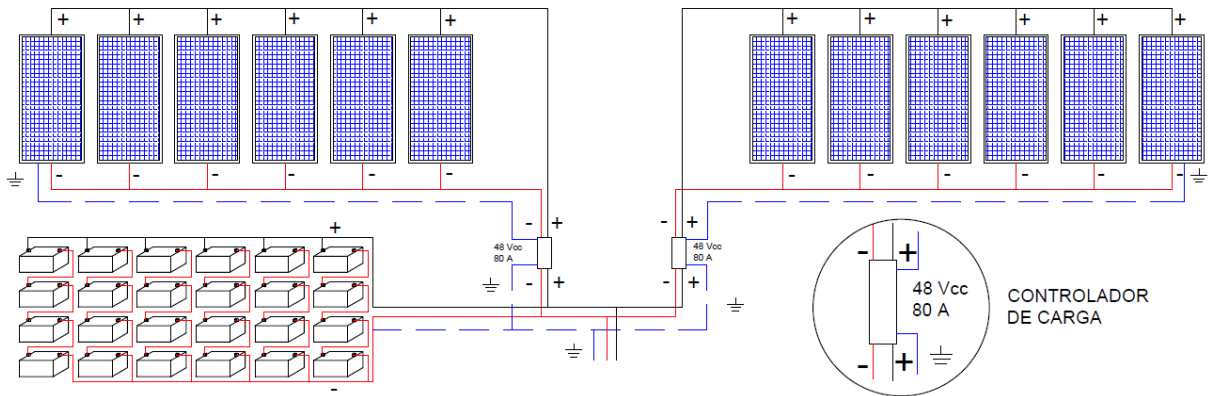
Como o modelo do carregador elétrico opera com uma tensão de 220 V<sub>CA</sub>, o inversor deverá ter uma tensão de entrada de 48 V<sub>CC</sub> (com base no banco de baterias) e saída de 220 V<sub>CA</sub>. O modelo escolhido é o Inversor Senoidal Epsolar SHI3000-42 – 3000 VA/ 48 V<sub>CC</sub> / 220 V<sub>CA</sub>, algumas especificações podem ser vistas no ANEXO A.

- **Carregador**

O modelo de carregador adotado é o Evlink City – borne – 7 kW – 2xT2S mono 32 A + 2x2P+T – RFID, alguns dados técnicos podem ser vistos no ANEXO A.

Assim, através dos cálculos realizados anteriormente o sistema terá três configurações distintas para melhor adequação dos componentes. A primeira será formada por 12 painéis fotovoltaicos (dois conjuntos de 6 painéis ligados em paralelo), 2 controladores de carga (um controlador para cada conjunto de 6 painéis) e 24 baterias (4 baterias ligadas em série e 6 conjuntos dessas ligadas em paralelo) conforme demonstrado na Figura 3.5.

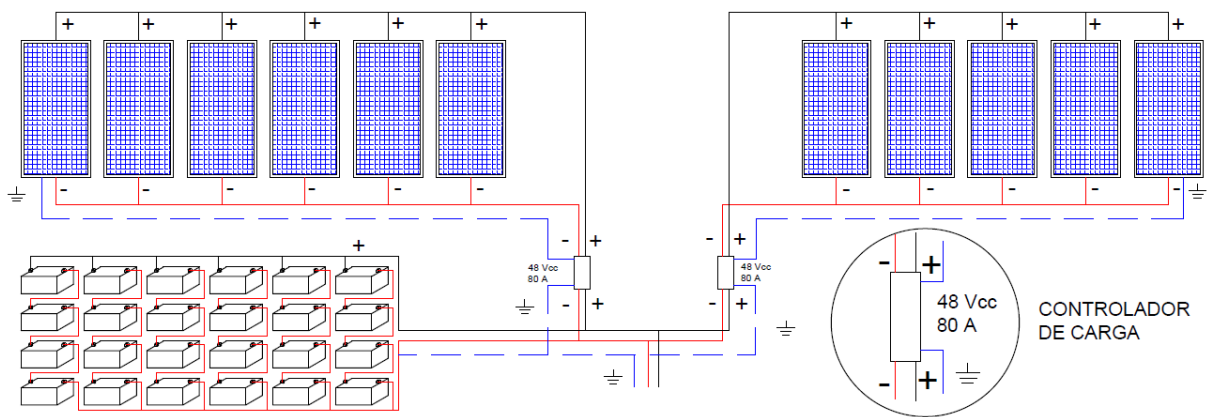
Figura 3.5: Configuração 1.



Fonte: Própria autora.

A segunda será formada por 11 painéis fotovoltaicos (1 conjunto de 6 painéis e 1 de 5 painéis, ambos ligados em paralelo), 2 controladores de carga (um controlador para cada conjunto) e 24 baterias com a mesma configuração do anterior, conforme Figura 3.6.

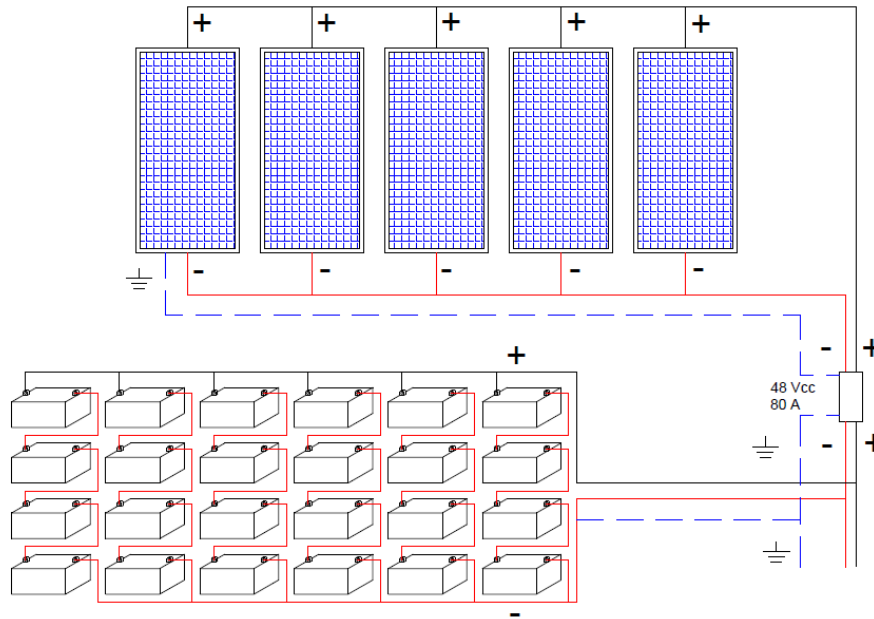
Figura 3.6: Configuração 2.



Fonte: Própria autora.

A terceira configuração é apresentada na Figura 3.7, sendo composta por 5 painéis ligados em paralelo, 1 controlador de carga e 24 baterias configuradas conforme a anterior.

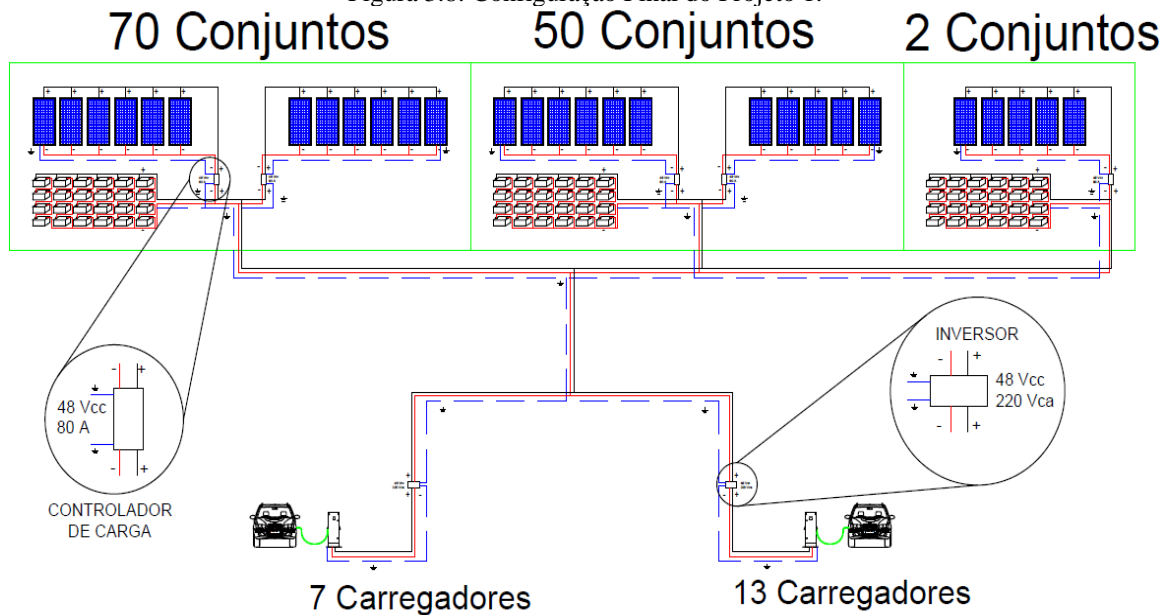
Figura 3.7: Configuração 3.



Fonte: Própria autora.

O sistema pode operar com 1 inversor, porém será adotado 2 para maior segurança do sistema, um inversor converterá a energia elétrica para os carregadores das 26 vagas centrais (13 carregadores) e o outro para os carregadores das 14 vagas restantes (7 carregadores). Desta forma, a configuração final (Figura 3.8) do sistema será de 70 conjuntos com a primeira configuração, 50 conjuntos com a segunda configuração e 2 conjuntos com a terceira configuração.

Figura 3.8: Configuração Final do Projeto 1.



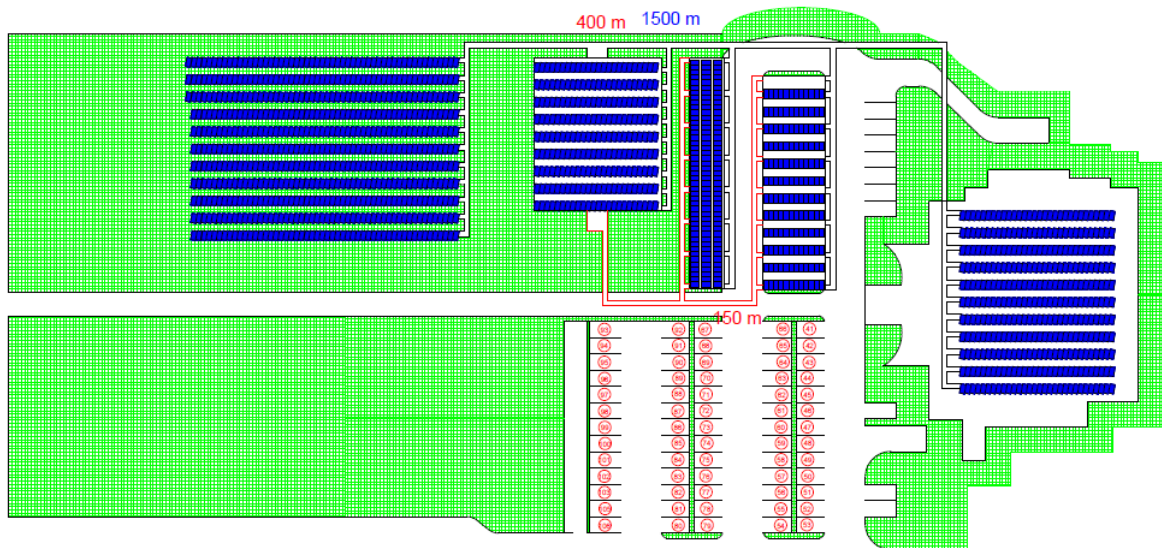
Fonte: Própria autora.



As placas que serão instaladas sobre a estrutura do banco de baterias, do Anfiteatro e do solo estarão voltadas para o norte geográfico e possuirão uma inclinação de  $23^\circ$  em relação ao solo. Essas placas e as que estarão sobre as vagas centrais do posto de recarga (144 placas – com inclinação de  $21^\circ$  em relação à cobertura) necessitam de uma estrutura para inclinação, as 135 restantes não necessitam de uma estrutura para inclinação apenas para fixação, pois a cobertura tem uma inclinação de  $23^\circ$ .

Na Figura 3.9 tem-se a distribuição dos painéis fotovoltaicos na área e a quantidade estimada de metros de fios utilizado para conectar os painéis em paralelo e aos controladores para cada área de painéis, o caminho que percorrerão até o banco de baterias (cor preta), a quantidade de metros utilizada para fazer a conexão das baterias entre si (será considerado 0,5 m para cada conexão) sendo 1.500 metros e o caminho que percorrerão até os carregadores (cor vermelha), os valores apresentados são para apenas 1 tipo de fio. Os cabos serão subterrâneos com uma quantidade total de aproximadamente 2050 metros. O tipo de cabo a ser utilizado é um  $6 \text{ mm}^2$  para uma Ampacidade (dois cabos encostados um no outro, na horizontal, ao ar livre, temperatura de  $60^\circ\text{C}$ , temperatura no condutor de  $120^\circ\text{C}$ ) de 57 A.

Figura 3.9: Cabeamento do Sistema - Projeto 1.



Fonte: Própria autora.

Apresenta-se na Tabela 3.4 a quantidade de equipamentos necessária para o sistema e o valor total de investimento.

Tabela 3.4 – Levantamento dos custos dos equipamentos – Projeto 1.

<b>Equipamento</b>	<b>Valor Unitário (R\$)</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Valor Total (R\$)</b>	
Estrutura Posto de Recarga	500,00 por m <sup>2</sup>	830 m <sup>2</sup>	415.000,00	
Estrutura Banco de Baterias	800,00 por m <sup>2</sup>	750 m <sup>2</sup>	600.000,00	
Painel Fotovoltaico	842,00	1400	1.178.800,00	
Controlador de Carga	3.326,00	242	804.892,00	
Bateria	1.199,00	2928	3.510.672,00	
Inversor	3.490,00	2	6.980,00	
Estrutura para instalação dos painéis	P/ Inclinação	2.199,00 – para 6 painéis	211	463.989,00
	P/ Fixação	799,00 – para 4 painéis	34	27.166,00
Cabos	Positivo (+)	4,99	2050 m	10.229,50
	Negativo (-)	4,99	2050 m	10.229,50
	Terra	4,99	2050 m	10.229,50
Carregadores	18.490,00*	20	369.800,00	
<b>TOTAL</b>			<b>7.407.897,50</b>	

Fonte: Própria autora.

\* O preço considerado não é do modelo utilizado no posto de recarga, mas de um semelhante: Evlink Parking 2 tomadas 22 kW.

O tempo de vida útil de cada aparelho, conforme os catálogos dos equipamentos adotados são apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Vida útil dos equipamentos – Projeto 1.

<b>Equipamento</b>	<b>Tempo de vida útil (anos)</b>
Painel Fotovoltaico	25
Controlador de Carga	5
Bateria	5
Inversor	10
Estrutura de instalação	25
Cabos	25
Carregadores	25*

Fonte: Própria autora.

\* Não foi informado, mas considerou-se o tempo de vida útil igual da placa fotovoltaica.

O dimensionamento do Projeto 1 foi realizado apenas para fins de análise, pois é possível verificar que devido a grande quantidade de equipamentos utilizados, principalmente de baterias, o sistema se torna inviável.

## **PARA PROJETO 2**

No PROJETO 2 será considerada a área para instalação dos módulos a cobertura do posto de recarga e do Auditório e a mesma quantidade de módulos para as duas estruturas do

posto, ou seja, serão instalados 273 painéis na cobertura do posto e 330 painéis na cobertura do Auditório, totalizando 603 painéis. Assim, a energia produzida diariamente pelos 603 painéis é dada pela equação 3:

$$EP = 1,3733 \times 603 \Rightarrow EP = \mathbf{828 \text{ kWh}}$$

Será considerada que 1/3 do mês não haverá produção de energia devido as questões climáticas, desta forma a produção mensal será de:

$$828 \times 20 = \mathbf{16.560 \text{ kWh ao mês}}$$

Ou seja, 560 kWh de produção fotovoltaica diária.

#### ▪ **Inversor Central**

Para o dimensionamento do sistema foi escolhido o Inversor Central EFASOLAR 500 (ANEXO A). Para o inversor utiliza-se a equação 16 e o máximo de módulos em série permitido para a tensão de circuito aberto em STC do módulo é:

$$N_M = 800 / 45,1 \Rightarrow N_M \cong \mathbf{18}$$

Considerando o fator de segurança de 30 % para a corrente e aplicando na equação 15:

$$Corrente_A = 1200 \times 0,7 \Rightarrow Corrente_A = \mathbf{840 \text{ A}}$$

Aplicando a equação 17 para o inversor, o número de conjuntos em paralelo ( $N_{RI}$ ) é:

$$N_{RI} = 840/9,18 \Rightarrow N_{RI} = \mathbf{91}$$

Esses são os valores máximos permitidos para a tensão e corrente do sistema, desta forma, o sistema terá a seguinte configuração: 4 conjuntos ligados em paralelo, cada um composto por 9 painéis em série e 15 em paralelo e um conjunto ligado em paralelo com os demais composto por 9 painéis ligados em série e 7 em paralelo. Obtendo uma tensão e corrente por meio da aplicação das equações 15 e 18, respectivamente:

$$\text{Tensão máxima} = 9 \times 45,1 \Rightarrow \text{Tensão máxima} = 405,9 \text{ V}$$

$$\text{Corrente}_A = 15 \times 9,18 \times 4 + 9,18 \times 7 \Rightarrow \text{Corrente}_A = 615 \text{ A}$$

#### ▪ Quadro elétrico fotovoltaico (StringBox)

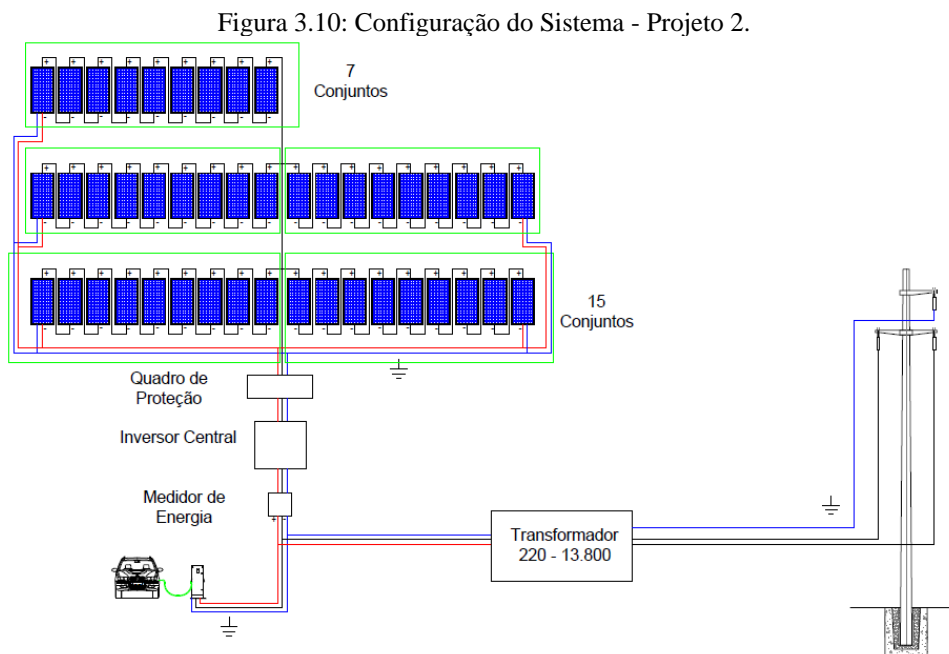
O modelo adotado para proteção dos Strings é o ABB Quadro Elétrico Fotovoltaico (Stringbox), 2 string IP65 25 A 1000 V, escolhido com base na tensão obtida anteriormente (405,9 V) e na corrente obtida pela equação 19 para dois strings em paralelo.

$$\text{Corrente}_{\text{máxima}} = 2 \times 9,18 \Rightarrow \text{Corrente}_{\text{máxima}} = 18,36 \text{ A}$$

#### ▪ Medidor de Energia

O modelo do medidor de energia adotado é o LANDIS+GYR E34A sendo bidirecional e utilizado em apenas 1 medidor.

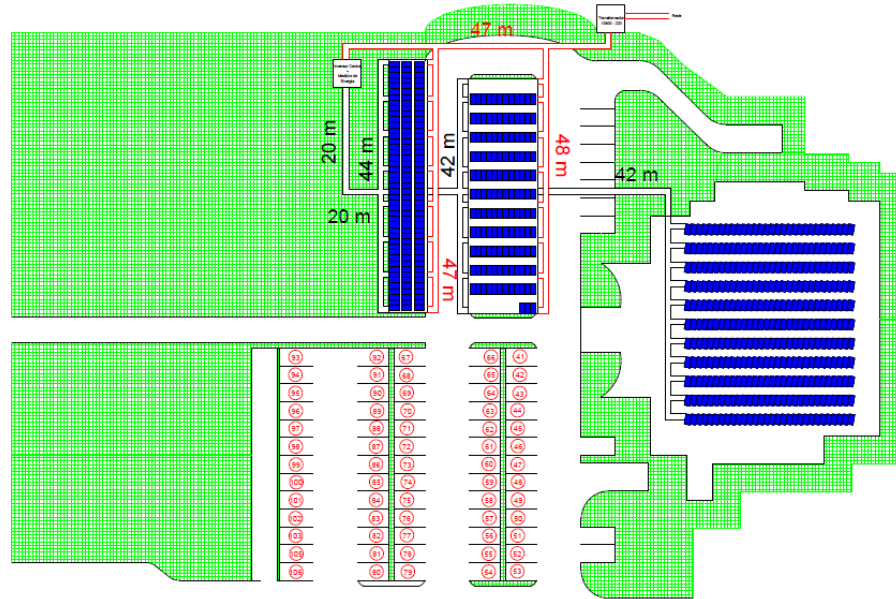
Os cálculos realizados anteriormente possibilitam configurar o sistema para melhor adequação dos componentes. Assim, a configuração do sistema do Projeto 2 ficará da seguinte forma (Figura 3.10).



Fonte: Própria autora.

O tipo de fio e modelo adotado para cabeamento é o mesmo do PROJETO 1, ficando da seguinte forma (Figura 3.11).

Figura 3.11: Cabeamento do Sistema - Projeto 2.



Fonte: Própria autora.

Apresenta-se a quantidade de equipamentos necessária para o sistema e o valor total de investimento na Tabela 3.6 e o tempo de vida útil de cada aparelho na Tabela 3.7.

Tabela 3.6 – Levantamento dos custos dos equipamentos – Projeto 2.

Equipamento	Valor Unitário (R\$)	Quantidade	Valor Total (R\$)	
Estrutura Posto de Recarga	500,00 por m <sup>2</sup>	830 m <sup>2</sup>	415.000,00	
Painel Fotovoltaico	842,00	603	507.726,00	
Inversor Central	300.000,00	1	300.000,00	
Quadro Elétrico Fotovoltaico	1.490,00 p/ 2 strings	34	50.660,00	
Medidor de Energia	299,99	1	299,99	
Estrutura para instalação dos painéis	P/ Inclinação	2.199,00 – para 6 painéis	78	171.522,00
	P/ Fixação	799,00 – para 4 painéis	34	27.166,00
Cabos	Positivo (+)	4,99	500 m	2.495,00
	Negativo (-)	4,99	500 m	2.495,00
	Terra	4,99	500 m	2.495,00
Carregadores	18.490,00	20	369.800,00	
<b>TOTAL</b>			<b>1.849.658,99</b>	

Fonte: Própria autora.

Tabela 3.7 – Vida útil dos equipamentos – Projeto 2.

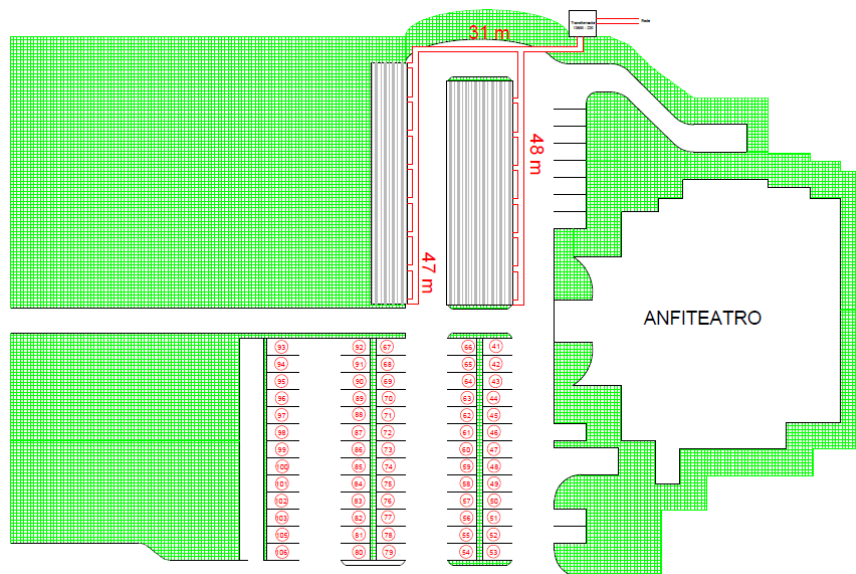
<b>Equipamento</b>	<b>Tempo de vida útil (anos)</b>
Painel Fotovoltaico	25
Inversor Central	15
Quadro elétrico fotovoltaico	20
Medidor de energia	25
Estrutura de instalação	25
Cabos	25
Carregadores	25

Fonte: Própria autora.

### PARA PROJETO 3

No Projeto 3 o fornecimento de energia será totalmente pela rede conforme Figura 3.12, o investimento inicial será apenas na estrutura, cabeamento e na aquisição dos carregadores de acordo com os dados da Tabela 3.8.

Figura 3.12: Cabeamento do sistema – Projeto 3.



Fonte: Própria autora.

Tabela 3.8 – Levantamento dos custos dos equipamentos – Projeto 3.

<b>Equipamento</b>	<b>Valor Unitário (R\$)</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Valor Total (R\$)</b>
Estrutura Posto de Recarga	500,00 por m <sup>2</sup>	830 m <sup>2</sup>	415.000,00
Cabo	Positivo (+)	150 m	748,5
	Negativo (-)	150 m	748,5
	Terra	150 m	748,5
Carregadores	18.490,00	20	369.800,00
<b>TOTAL</b>			<b>787.045,5</b>

Fonte: Própria autora.

- **Cobrança de utilização do Posto de Recarga**

Como não é permitida a venda de energia por terceiros, apenas por concessionárias, o cálculo do ganho é feito com base em três possíveis consumos de energia (100 %, 75 % e 50 % de consumo) utilizando a Tarifa de Consumo no Horário de Ponta (1,4747 R\$/kWh) conforme a Fatura de Energia da UFGD referente ao mês 10/2016 (ANEXO A), por meio da equação 27, mas a cobrança do usuário será realizada com base no tempo de utilização do Estacionamento com Cobertura (R\$ 1,4747 a hora).

$$Venda = Consumo \times TP \times 12 \quad (27)$$

- 100 % de consumo = 57.600,00 kWh por mês;

$$Venda = 84.942,72 \times 12 \Rightarrow Venda = \mathbf{R\$ 1.019.312,64 \text{ ao ano}}$$

- 75 % de consumo = 43.200,00 kWh por mês;

$$Venda = 63.707,04 \times 12 \Rightarrow Venda = \mathbf{R\$ 764.484,48 \text{ ao ano}}$$

- 50 % de consumo = 28.800,00 kWh por mês.

$$Venda = 42.471,36 \times 12 \Rightarrow Venda = \mathbf{R\$ 509.656,32 \text{ ao ano}}$$

### 3.3. CÁLCULOS DE VIABILIDADE

Os cálculos do VPL e TIR foram realizados por meio das planilhas do Excel.

#### A. PROJETO 1

A Tabela 3.9 apresenta os dados de entrada para os cálculos de viabilidade.

Tabela 3.9 – Dados de entrada para os cálculos de viabilidade – Projeto 1.

Investimento Inicial (R\$)	7.407.897,50	
Troca (bateria e controlador – 5° ano) (R\$)	4.315.564,00	
Troca (bateria, controlador e inversor – 10° ano) (R\$)	4.322.544,00	
Troca (bateria e controlador – 15° ano) (R\$)	4.315.564,00	
Troca (bateria, controlador e inversor – 10° ano) (R\$)	4.322.544,00	
FC <sub>n</sub> – 100 % (R\$)	FC <sub>n</sub> – 75 % (R\$)	FC <sub>n</sub> – 50 % (R\$)
1.019.312,64	764.484,48	509.656,32

Fonte: Própria autora.

## B. PROJETO 2

Os dados para cálculos de fatura nos Projetos 2 e 3 são demonstrados na Tabela 3.10.

Tabela 3.10 – Dados para cálculo de Fatura – Projeto 2.

Tarifa Fora de Ponta (TFP) (R\$/kWh)		0,30632
Tarifa na Ponta (TP) (R\$/kWh)		1,4747
Tarifa de Demanda (TD) (R\$/kW)		14,68
Tributos (%)	PIS/PASEP	0,65
	COFINS	2,97
	ICMS	17,00
Tributos Total (TT) (%)		25,98

Fonte: (FATURA UFGD, 2016).

Aplicando na equação 23, tem-se:

$$TT = \left( \frac{1}{(1 - (0,0065 + 0,0297 + 0,17))} \right) - 1 \Rightarrow TT = 25,98 \%$$

Em todos os cálculos de Fatura será considerada a Bandeira Verde, ou seja, não será acrescida na Fatura a Bandeira, o Horário de Ponta será das 17h às 20h (3 horas), onde não haverá produção fotovoltaica. Os dados utilizados para os cálculos das faturas estão expostos na Tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Dados de entrada para o cálculo de fatura – Projeto 2.

Gerais	Produção Foto Diária (kWh)	560
	Demanda Foto (kW)	80
	Horas de Produção Foto (h)	7
100 %	Demanda contratada (kW)	1600
	Consumo mensal (kWh)	57.600
	Consumo Diário (kWh)	1.920
75 %	Demanda (consumo diário/16h) (kW)	120
	Consumo mensal (kWh)	43.200
	Consumo diário (kWh)	1440
50 %	Demanda (kW)	90
	Consumo mensal (kWh)	28.800
	Consumo diário (kWh)	960
Demanda (kW)		60

Fonte: Própria autora.

Aplicando os valores encontrados na equação 22 e depois na equação 21, tem-se:

- 100 % do consumo



$$Fatura = [(0,30632 \times 120 \times 9 + 1,4747 \times 120 \times 3 + 14,68 \times 1600 + 0,30632 \times (120 - 80) \times 9) \times (1 + 0,2598)] \times 12 \Rightarrow Fatura = 367.727,61 \text{ R\$}$$

$$FC_n = 1.019.312,64 - 367.727,61 \Rightarrow FC_n = 651.585,03 \text{ R\$}$$

- 75 % do consumo

$$Fatura = [(0,30632 \times 90 \times 9 + 1,4747 \times 90 \times 3 + 14,68 \times 1600 + 0,30632 \times (90 - 80) \times 9) \times (1 + 0,2598)] \times 12 \Rightarrow Fatura = 363.915,25 \text{ R\$}$$

$$FC_n = 764.484,48 - 363.915,25 \Rightarrow FC_n = 400.569,23 \text{ R\$}$$

- 50 % do consumo

$$Fatura = [(0,30632 \times 60 \times 9 + 1,4747 \times 60 \times 3 + 14,68 \times 1600 + 0,30632 \times (60 - 80) \times 9) \times (1 + 0,2598)] \times 12 \Rightarrow Fatura = 360.102,89 \text{ R\$}$$

$$FC_n = 509.656,32 - 360.102,89 \Rightarrow FC_n = 149.553,43 \text{ R\$}$$

Os dados de entrada para os cálculos de viabilidade são demonstrados na Tabela 3.12.

Tabela 3.12 – Dados de entrada para os cálculos de viabilidade – Projeto 2.

Investimento Inicial (R\$)		1.849.658,99
Troca (inversor – 15° ano) (R\$)		300.000,00
Troca (Quadro – 20° ano) (R\$)		50.660,00
FC <sub>n</sub> – 100 % (R\$)	FC <sub>n</sub> – 75 % (R\$)	FC <sub>n</sub> – 50 % (R\$)
651.585,03	400.569,23	149.553,43

Fonte: Própria autora.

### C. PROJETO 3

Para o cálculo da fatura serão considerados os mesmos valores de Demanda e Consumo do projeto anterior, mas sem a produção de energia fotovoltaica, os valores das tarifas e o valor de TT. Aplicando as equações 22 e 21.

- 100 % do consumo

$$Fatura = [(0,30632 \times 120 \times 9 + 1,4747 \times 120 \times 3 + 14,68 \times 1600 + 0) \times (1 + 0,2598)] \times 12 \Rightarrow Fatura = 370.320,79 \text{ R\$}$$

$$FC_n = 1.019.312,64 - 370.320,79 \Rightarrow FC_n = 648.991,85 \text{ R\$}$$

- 75 % do consumo

$$Fatura = [(0,30632 \times 90 \times 9 + 1,4747 \times 90 \times 3 + 14,68 \times 1600 + 0) \times (1 + 0,2598)] \times 12$$

$$\Rightarrow Fatura = 366.508,43 \text{ R\$}$$

$$FC_n = 764.484,48 - 366.508,43 \Rightarrow FC_n = 397.976,05 \text{ R\$}$$

- 50 % do consumo

$$Fatura = [(0,30632 \times 60 \times 9 + 1,4747 \times 60 \times 3 + 14,68 \times 1600 + 0) \times (1 + 0,2598)] \times 12$$

$$\Rightarrow Fatura = 362.696,08 \text{ R\$}$$

$$FC_n = 509.656,32 - 362.696,08 \Rightarrow FC_n = 146.960,24 \text{ R\$}$$

Os dados de entrada para os cálculos de viabilidade estão demonstrados na Tabela 3.13.

Tabela 3.13 – Dados de entrada para os cálculos de viabilidade – Projeto 3.

Investimento Inicial (R\$)		787.045,50
FC <sub>n</sub> – 100 % (R\$)	FC <sub>n</sub> – 75 % (R\$)	FC <sub>n</sub> – 50 % (R\$)
648.991,85	397.976,05	146.960,24

Fonte: Própria autora.

## Capítulo 4. RESULTADOS

---

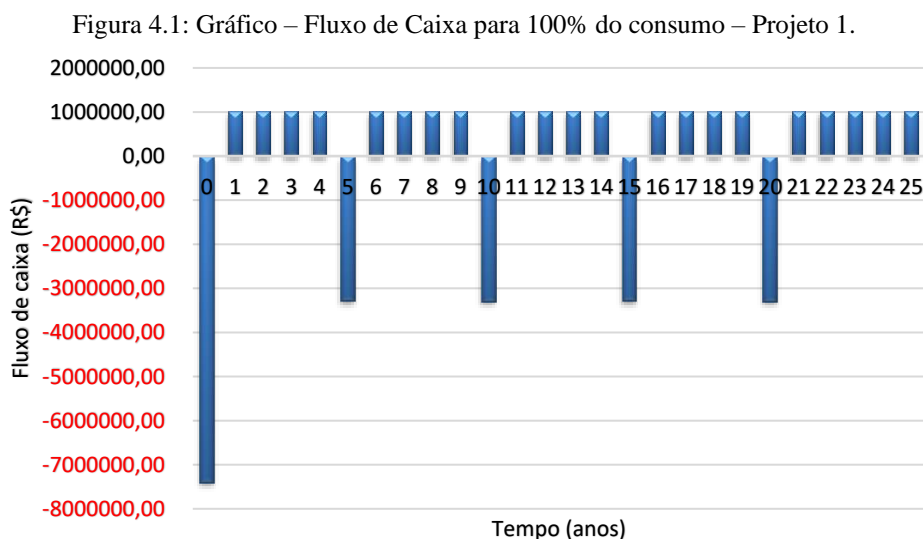
Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos pelas fórmulas demonstradas anteriormente com o auxílio do Excel. Os gráficos resultantes permitem a análise de viabilidade dos projetos.

### 4.1. PROJETO 1

Os resultados obtidos para o Projeto 1 estão dispostos conforme o consumo.

- **100 % do consumo**

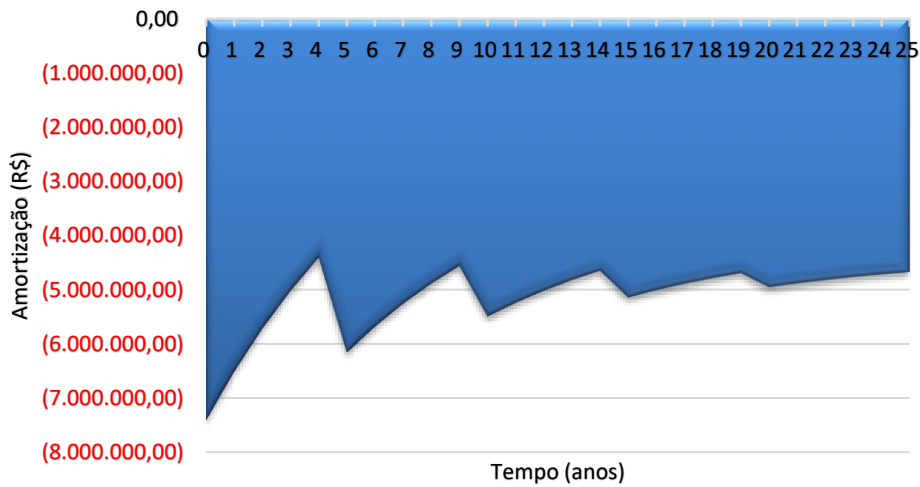
Os fluxos das entradas e saídas de caixa (substituição de equipamentos) para o consumo de 100 % são apresentados na Figura 4.1.



Fonte: Própria autora.

Com o cálculo do VPL ano a ano foi possível traçar o gráfico para o tempo de retorno de investimento (Figura 4.2).

Figura 4.2: Gráfico – Tempo de retorno do investimento para 100% do consumo.



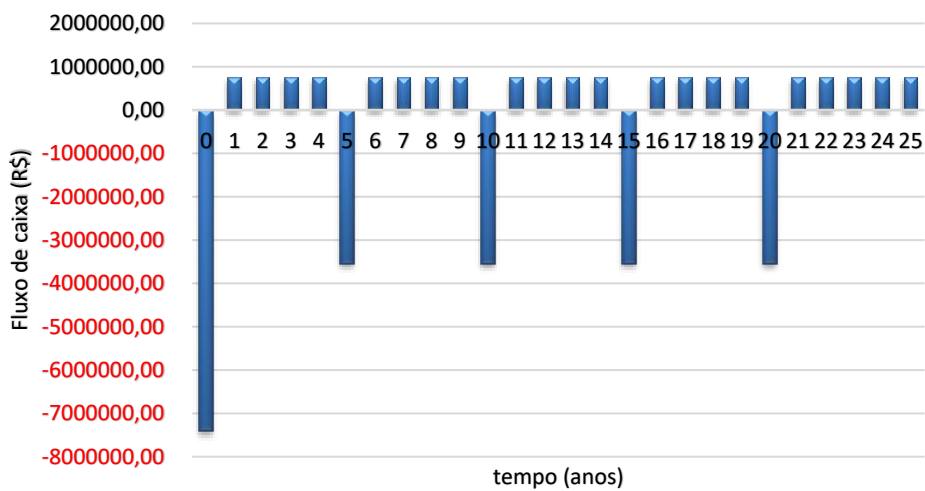
Fonte: Própria autora.

Na análise do gráfico é possível perceber que o valor investido não é amortizado no tempo de análise, ou seja, o VPL ao final dos 25 anos foi negativo.

- **75 % do consumo**

O fluxo de caixa para um consumo de 75 % é demonstrado na Figura 4.3.

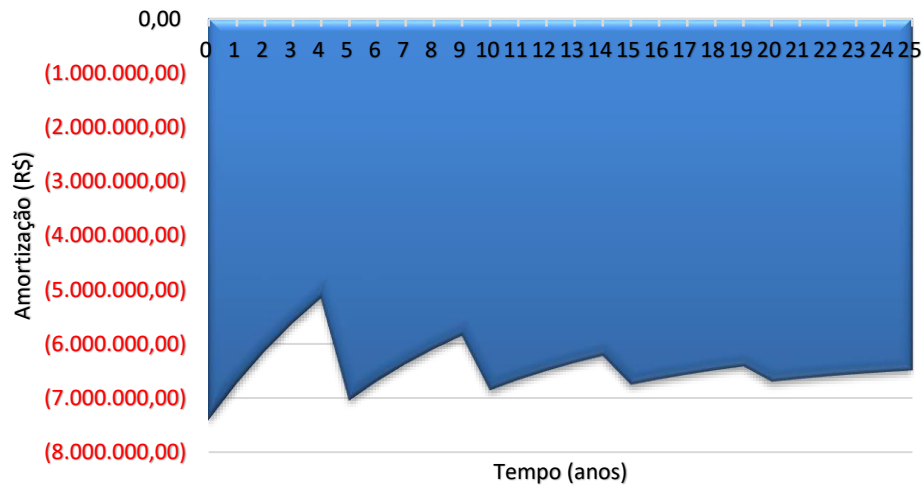
Figura 4.3: Gráfico – Fluxo de caixa para 75 % do consumo – Projeto 1.



Fonte: Própria autora.

Nessa análise, o lucro ou entrada de caixa é menor que o da análise anterior, o que resulta em um tempo de retorno maior e um VPL menor, como pode ser observado na Figura 4.4.

Figura 4.4: Gráfico – Tempo de retorno de investimento para 75 % do consumo.



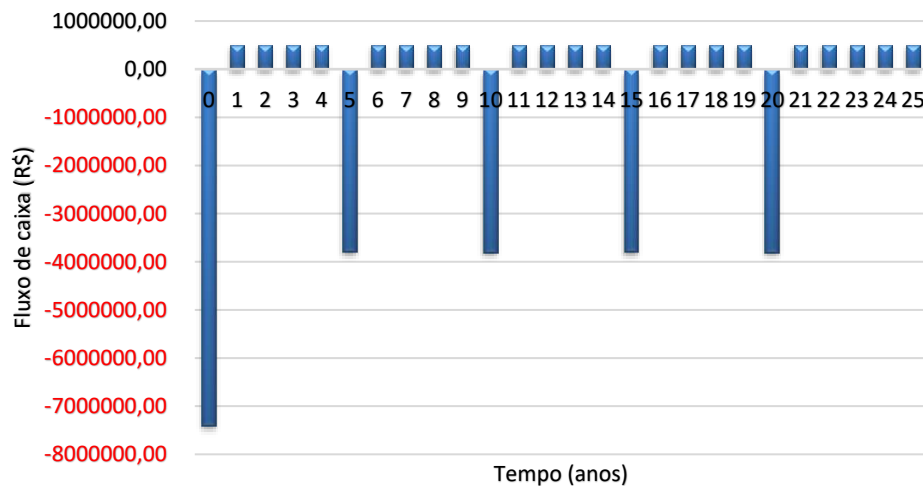
Fonte: Própria autora.

É possível perceber que ao final dos 25 anos de análise o valor final quase se iguala ao valor do investimento.

- **50 % do consumo**

O fluxo de caixa para 50 % do consumo é demonstrado na Figura 4.5. Nela, o lucro é menor, porém os valores iniciais e de troca de equipamentos não se alteram.

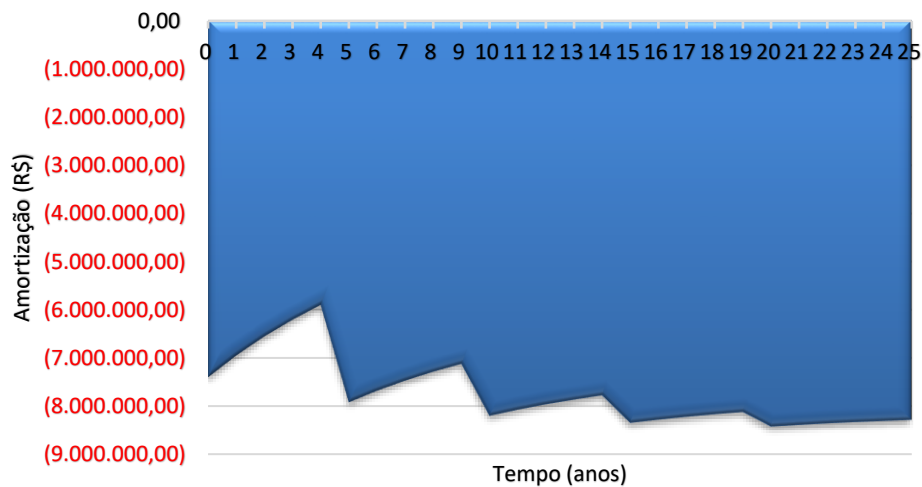
Figura 4.5: Gráfico – Fluxo de caixa para 50 % do consumo – Projeto 1.



Fonte: Própria autora.

O tempo de retorno do investimento pode ser visto na Figura 4.6.

Figura 4.6: Gráfico – Tempo de retorno de investimento para 50 % do consumo.



Fonte: Própria autora.

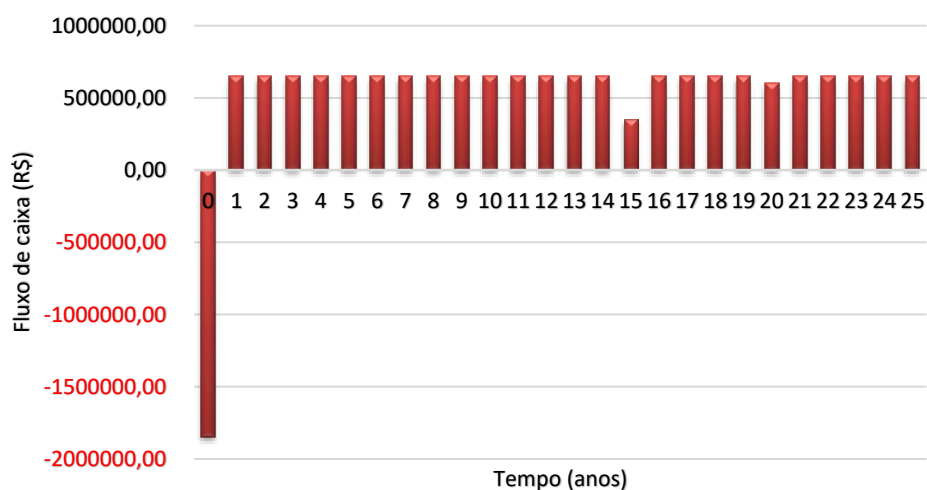
Na análise da Figura 4.6 é perceptível que o VPL é maior, negativamente, que o valor inicial, desta forma a dívida aumenta e a entrada de caixa ano a ano do sistema nunca pagaria o investimento.

## 4.2. PROJETO 2

### ▪ 100 % do consumo

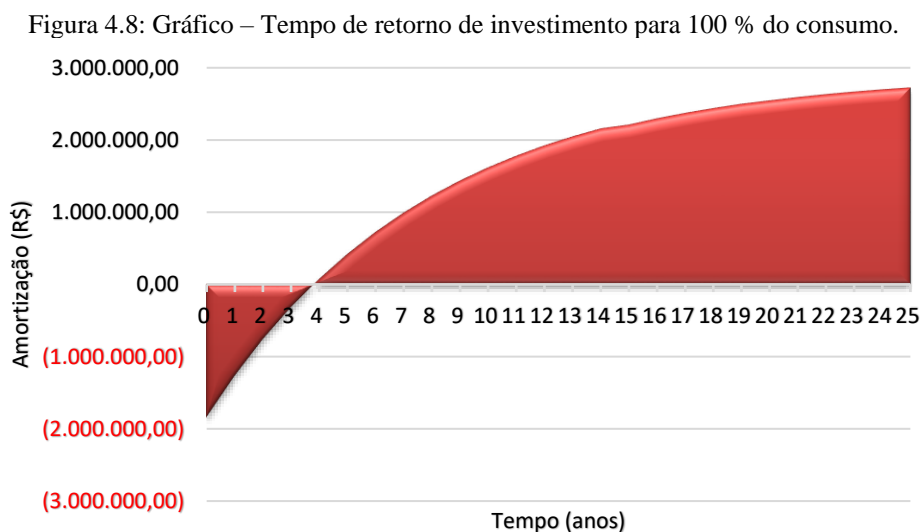
O fluxo de caixa se dá da seguinte forma, conforme Figura 4.7:

Figura 4.7: Gráfico – Fluxo de Caixa para 100 % do consumo – Projeto 2.



Fonte: Própria autora.

Como no 15º ano e 20º é necessário a realização da troca de alguns equipamentos, o lucro é menor. Ao calcular o VPL ano a ano é possível obter o tempo de retorno de investimento, conforme a Figura 4.8.

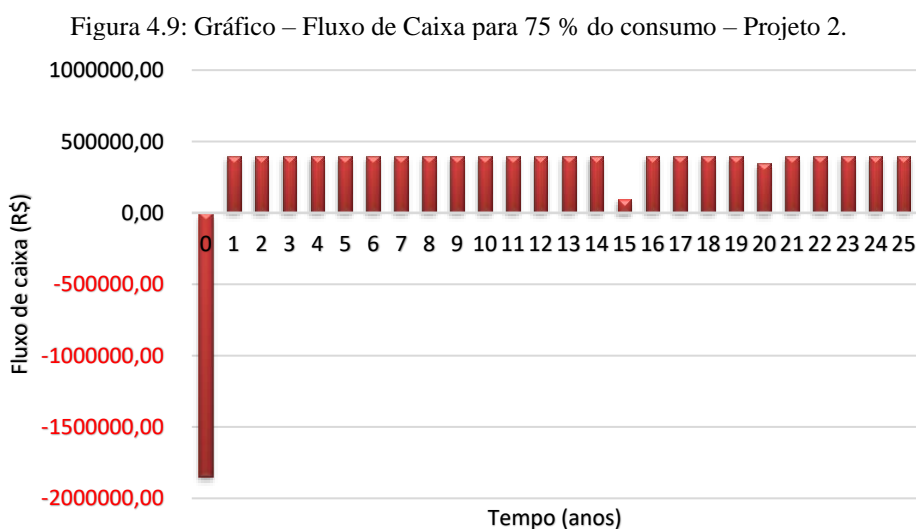


Fonte: Própria autora.

Através da análise da Figura 4.8, temos que o tempo de retorno de investimento é de aproximadamente 4 anos. Ou seja, após quatro anos de funcionamento do sistema, o valor do investimento inicial é amortizado e a partir daí o sistema passa a gerar lucro.

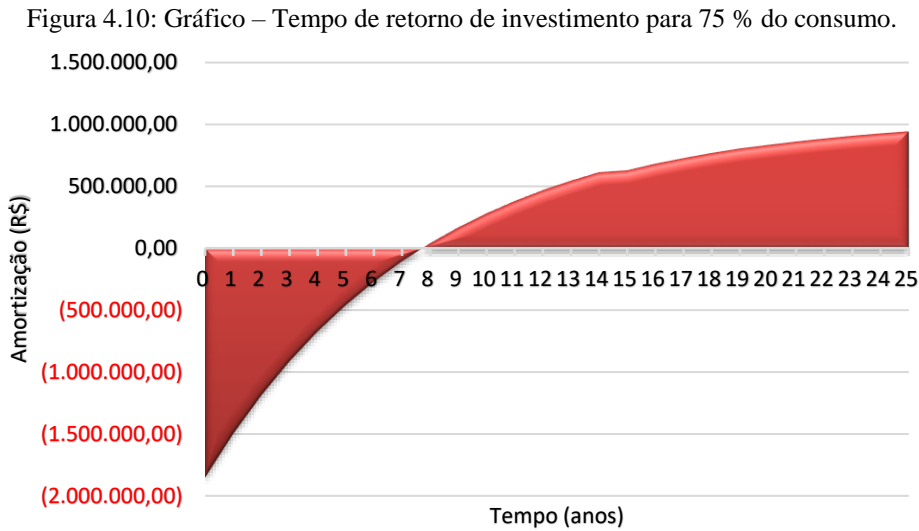
- **75 % do consumo**

O Fluxo de caixa, com os valores de investimento inicial e entrada de caixa pode ser visualizado na Figura 4.9.



Fonte: Própria autora.

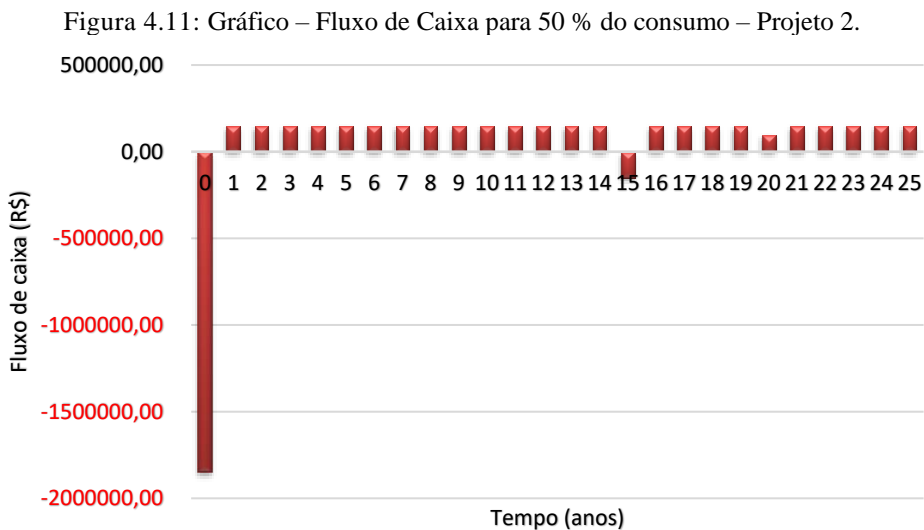
O tempo de retorno de investimento, conforme Figura 4.10, é de cerca de 8 anos, sendo maior que a primeira análise devido ao fluxo de caixa ser menor.



Fonte: Própria autora.

#### ▪ 50 % de consumo

O fluxo de caixa se dará conforme Figura 4.11.

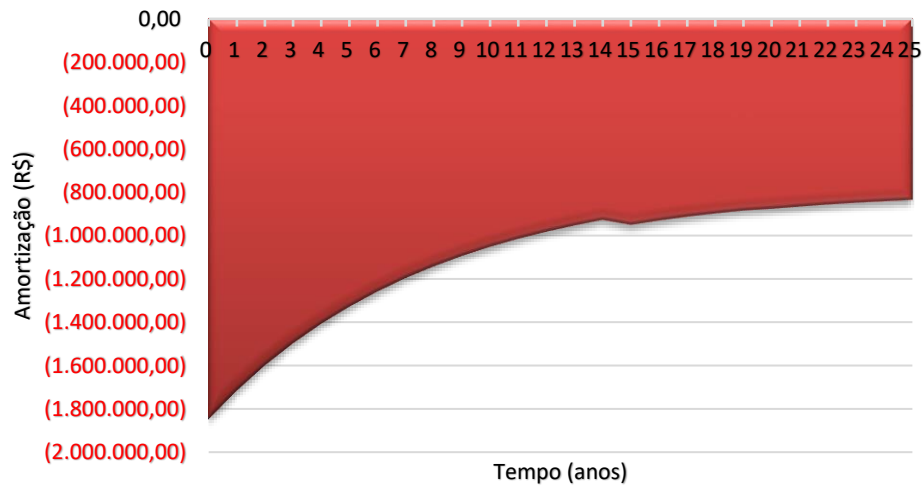


Fonte: Própria autora.

Apesar do SF produzir excedente, o lucro é relativamente menor que os casos analisados anteriormente, desta forma o tempo de retorno de investimento mostrou-se negativo, ou seja, ao final do tempo de análise o Investimento não será amortizado, conforme a Figura 4.12.



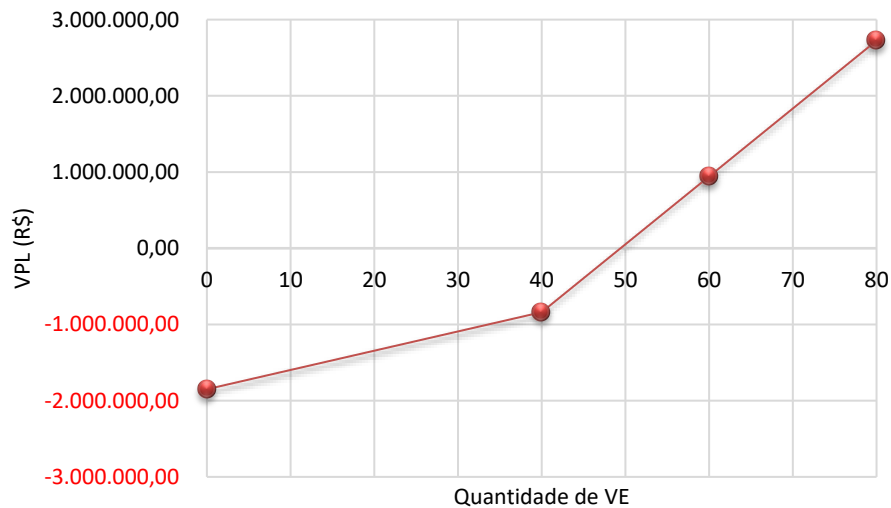
Figura 4.12: Gráfico – Tempo de retorno de investimento para 50 % do consumo.



Fonte: Própria autora.

Utilizando os valores finais de VPL para cada consumo é possível estimar o número de VE abastecidos diariamente para que o sistema seja viável, conforme apresentado na Figura 4.13.

Figura 4.13: Gráfico – Viabilidade x Quantidade de VE – Projeto 2.



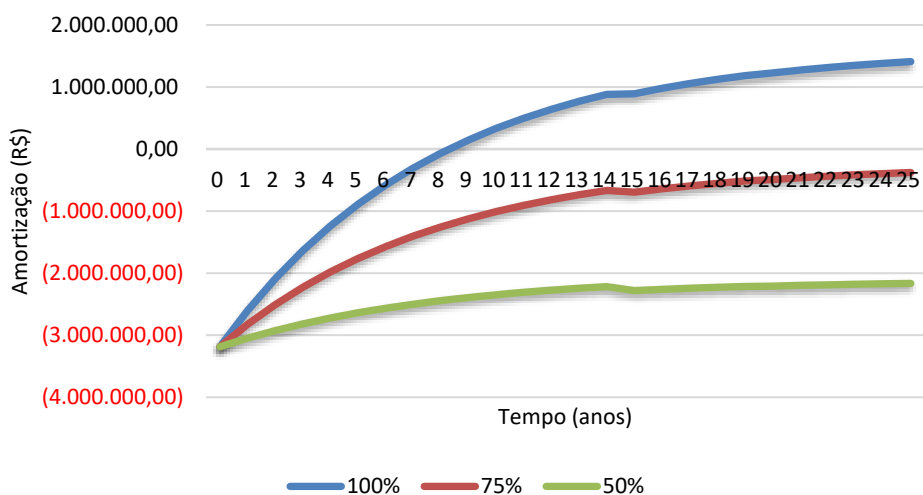
Fonte: Própria autora.

Analisando a Figura 4.13, verifica-se que a quantidade mínima de carros abastecida diariamente deve ser de 50 carros, correspondendo a 62,5 % de consumo. Desta forma, o Projeto 2 se tornará viável quando o consumo for superior a 62,5%, abaixo disso o projeto se torna inviável.

Foi realizada uma análise para o Projeto 2 utilizando a mesma quantidade de placas do Projeto 1 (1400), desta forma o projeto seria capaz de suprir a demanda necessária e injetaria

o excedente na rede para posteriormente utilizar os créditos gerados por essa produção no horário onde não há produção de energia fotovoltaica. Seria necessário um investimento inicial maior no valor de R\$ 3.187.063,49 e os VPLs resultantes dos consumos durante os 25 anos de análise se comportaria conforme a Figura 4.14.

Figura 4.14: Gráfico – Análise de viabilidade do Projeto 2 para a mesma quantidade de placas do Projeto 1.



Fonte: Própria autora.

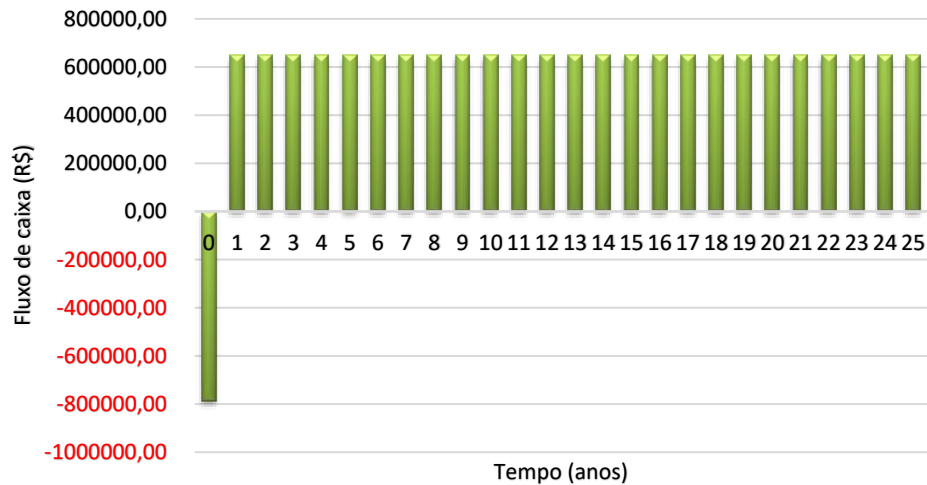
Desta forma, verifica-se na Figura 4.14 que apesar do sistema gerar excedentes durante o tempo de produção de energia fotovoltaica, o investimento inicial é maior, devido à quantidade de placas, que o ganho obtido pelos créditos gerado pelo sistema fotovoltaico, assim, o sistema é viável para um consumo de 100 %, mas para os demais consumos analisados o projeto demonstrou um  $VPL < 0$ , sendo inviável economicamente.

### 4.3. PROJETO 3

- **100 % do consumo**

O fluxo de caixa pode ser visto na Figura 4.15.

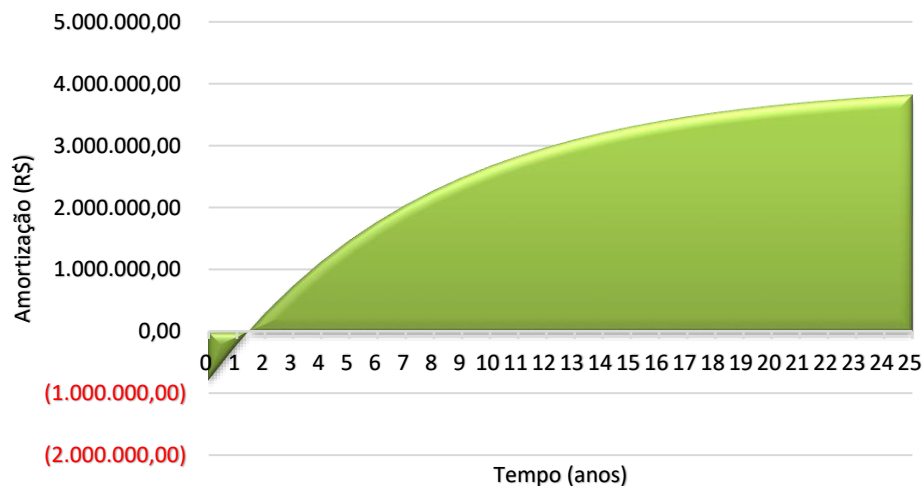
Figura 4.15: Gráfico – Fluxo de Caixa para 100 % do consumo – Projeto 3.



Fonte: Própria autora.

Diferente dos projetos anteriores, nesse projeto não há substituição de equipamentos durante o tempo de análise do sistema, pois os equipamentos utilizados possuem um tempo de vida útil de 25 anos. O tempo de retorno de investimento e VPL são demonstrados na Figura 4.16.

Figura 4.16: Gráfico – Tempo de retorno de investimento para 100 % do consumo.

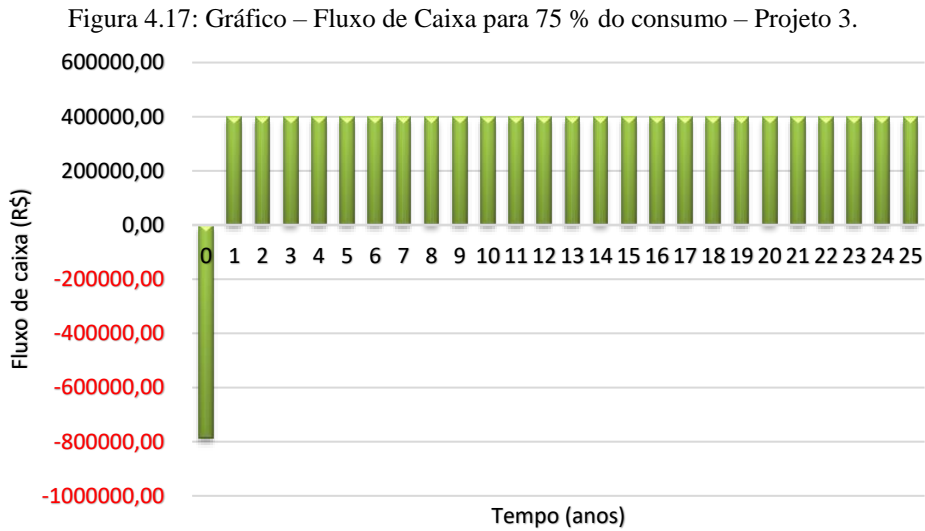


Fonte: Própria autora.

Ao analisar a Figura 4.16, temos que o tempo de retorno de investimento é de aproximadamente 1 ano, ou seja, em pouco mais de 1 ano o valor investido será amortizado e o sistema passará a ser lucrativo.

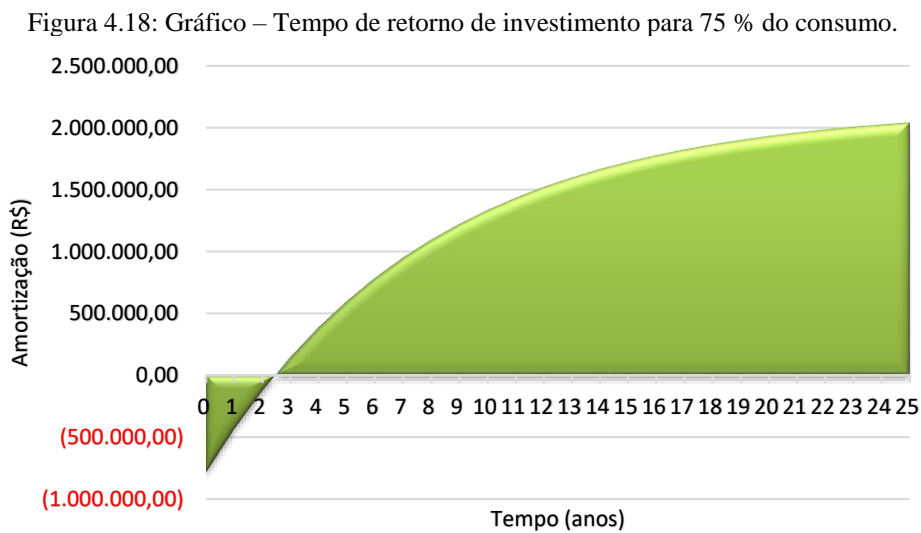
- **75 % do consumo**

O fluxo de caixa é apresentado na Figura 4.17.



Fonte: Própria autora.

Na Figura 4.18 é apresentado o tempo de retorno de investimento.



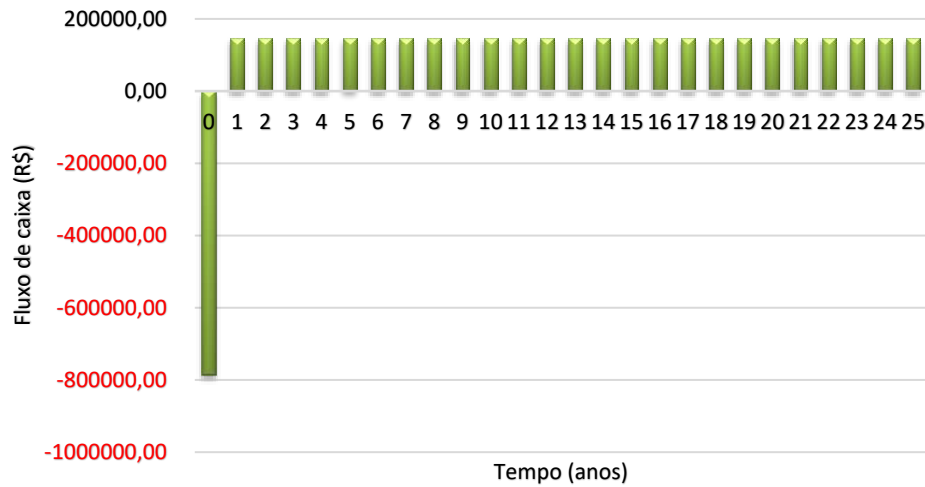
Fonte: Própria autora.

Em 75 % do consumo, o sistema apresentou um tempo de retorno de investimento de cerca de 2 anos e meio.

- **50 % do consumo**

O fluxo de caixa para 50 % do consumo é apresentado na Figura 4.19:

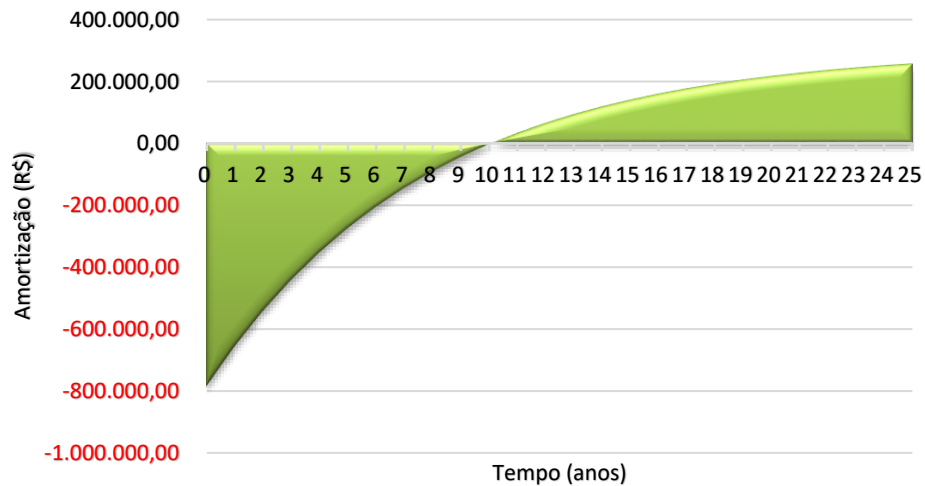
Figura 4.19: Gráfico – Fluxo de Caixa para 50 % de consumo – Projeto 3.



Fonte: Própria autora.

O tempo de retorno de investimento apresentado na Figura 4.20 é de cerca de 9 anos e meio, desta forma, em menos da metade do tempo de análise o investimento inicial seria amortizado.

Figura 4.20: Gráfico – Tempo de retorno de investimento para 50 % do consumo.



Fonte: Própria autora.

Verifica-se que, como o investimento inicial é baixo em relação aos demais projetos e as Faturas também não são altas se comparado a entrada de caixa, o tempo de retorno para esse projeto se mostrou muito menor que os demais, ficando abaixo de 10 anos.

#### 4.4. COMPARAÇÃO ENTRE OS PROJETOS

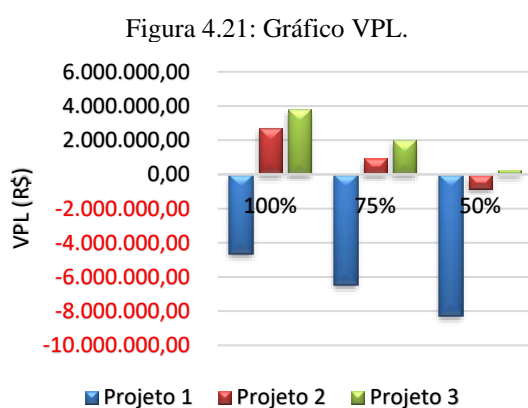
Na Tabela 4.1 é demonstrado os valores de VPL e TIR para projeto e consumo:

Tabela 4.1 – Valores de VPL e TIR.

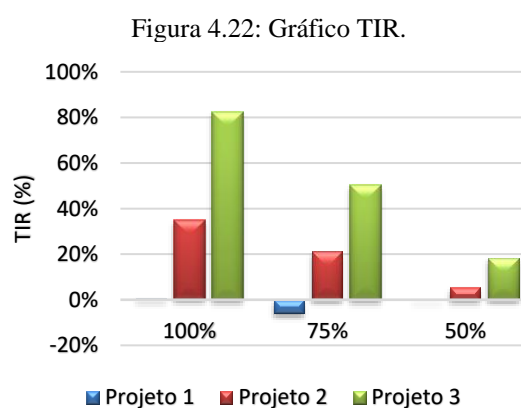
CONSUMO	PROJETO	VPL	TIR
100 %	1	-R\$4.674.678,96	0,75 %
	2	R\$2.724.395,81	35,14 %
	3	R\$3.817.529,08	82,46 %
75 %	1	-R\$6.482.675,89	-6,01 %
	2	R\$943.447,43	21,28 %
	3	R\$2.036.580,70	50,56 %
50 %	1	-R\$8.290.672,82	-
	2	-R\$837.500,95	5,53 %
	3	R\$255.632,32	18,40 %

Fonte: Própria autora.

Na Figura 4.21 e 4.22 são apresentados o VPL e TIR para cada projeto conforme o consumo.



Fonte: Própria autora.



Fonte: Própria autora.

É possível perceber que nos três casos analisados de consumo, o Projeto 1 obteve VPL < 0, sendo o pior caso registrado para 50 % do consumo, que resultou em um VPL mais negativo que o investimento inicial. A TIR se mostrou muito baixa, obtendo apenas na primeira análise uma taxa positiva (0,75%), mas muito menor que a taxa aplicada ano a ano (13,5 %), a taxa para o pior consumo nem foi contabilizada por ser muito negativa.

Os demais projetos obtiveram VPL > 0 e TIR > taxa de juros utilizada nos casos de consumo de 100 % e 75 %, apenas o Projeto 2 apresentou VPL < 0 e TIR menor que a taxa no caso de 50 % do consumo, ou seja, neste caso não seria viável. Desta forma, o Tempo de

Retorno de Investimento para o Projeto 2 variou aproximadamente entre 4 anos e acima de 25 anos, para o Projeto 3 variou entre 1 e 10 anos.

Sendo assim, não tem como o Projeto 1 ser viável em qualquer tempo de análise, pois o Investimento Inicial é alto e o tempo de vida útil de alguns equipamentos é pequeno, o que acarreta na substituição dos mesmos, elevando o custo de manutenção do sistema.

O Projeto 3 é o único viável, pois tanto a TIR quanto o VPL obtiveram resultados favoráveis em todos os casos de consumo analisados. A escolha pelo Projeto 2 dependeria do nível de consumo obtido, que deveria ser maior que 62,5 % da capacidade de instalação do sistema on-grid, ou seja, o sistema deveria abastecer no mínimo 50 carros diariamente. Apesar do Projeto 3 apresentar um tempo de retorno menor e VPL e TIR ser maior que os demais, ele não é interessante no ponto de vista do consumidor, pois ao cobrar com base na Tarifa de Ponta, torna a energia mais cara durante a maior parte do dia, desta forma, seria mais vantajoso o consumidor abastecer seu veículo em casa em um horário com tarifa fora de ponta. O Projeto 2 utiliza uma fonte de energia renovável e dispensa a utilização de baterias tornando o uso de um VE ecologicamente correto.





## Capítulo 5. CONCLUSÃO

---

A análise dos Projetos levou em consideração alguns fatores, sendo os mais relevantes à questão ambiental e a viabilidade econômica dos mesmos. Apesar do Projeto 1 utilizar uma fonte de energia renovável, seu uso com baterias torna o sistema mais poluidor devido aos resíduos e gases que podem ser gerados pelas mesmas, além disso o sistema se mostrou totalmente inviável economicamente e isso é totalmente justificável devido ao alto custo dos equipamentos, principalmente dos módulos e baterias utilizadas, sendo agravado este último item pelo seu tempo de vida útil pequeno, pois a cada 5 anos o investidor teria que investir em um sistema novo de armazenamento. Além disso, a baixa eficiência de conversão dos módulos solares comerciais, entre 6 % e 16 %, e o alto custo de instalação são os maiores obstáculos deste tipo de geração, como foi possível observar no número de módulos utilizados nesse sistema, acarretando em uma área de instalação maior que os demais projetos.

Apesar do Projeto 2 não apresentar um ganho econômico maior que o obtido no Projeto 3, possui o fator ambiental, que nos dias de hoje deve ser levado em consideração, outro fator que muitos autores destacaram é a questão da utilização da energia para abastecer os VE ser fornecida pela rede (Projeto 3) que poderia sobrecarregar o SIN, pois dependendo da demanda utilizada esse consumo poderia ocasionar alguma alteração no sistema de energia do país, sendo outro fator a favor do sistema híbrido, mesmo que a utilização da energia renovável seja limitada ao tempo de produção do SF. Porém, esse Projeto possui um fator limitador que é o consumo pelo usuário, se tornando viável acima de 62,5 %.

Desta forma, apesar da energia fotovoltaica ser atraente em relação às questões ambientais, como uma forma de energia renovável e limpa, sua utilização ainda é limitada a pequenos sistemas, salvo indústrias de grande porte e usinas hidrelétricas, como é o caso da Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Usina Hidrelétrica de Porto Primavera) com geração de 101.522 kWh com uma tecnologia de placas flexíveis e rígidas em sistema flutuante (GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO, 2016), e a sistemas híbridos devido ao seu alto custo de instalação, porém espera-se que com o desenvolvimento de melhorias dessa tecnologia e de seus equipamentos, seu custo seja reduzido e sua utilização seja mais atrativa economicamente.

Apesar deste trabalho fazer uma análise utilizando a comercialização de energia é necessário destacar que a venda de energia só é permitida pelas concessionárias, ou seja, somente as fornecedoras, Energisa ou CPFL por exemplo, podem vender energia elétrica.

Sendo assim, os objetivos deste trabalho foram alcançados de forma satisfatória e apesar de estar ambientada de forma futurística, a pesquisa expande a área de conhecimento nos campos demonstrados de utilização de VE, recarregamento de VE e SF.

### 5.1. SUGESTÕES PROPOSTAS PARA CONTINUIDADE DA PESQUISA

- Realizar a análise utilizando apenas um carregador e abastecimento de um VE;
- Pesquisas voltadas para melhoramento do SF, principalmente em relação à eficiência dos módulos e aumento da vida útil das baterias;
- Pesquisas voltadas para melhoramento do Sistema dos VE, principalmente em relação à autonomia e custo;
- Análise das possíveis alterações que o carregamento de VE poderia causar no SIN;
- Análise mais detalhada das Faturas mês a mês.

---

**REFERÊNCIAS**

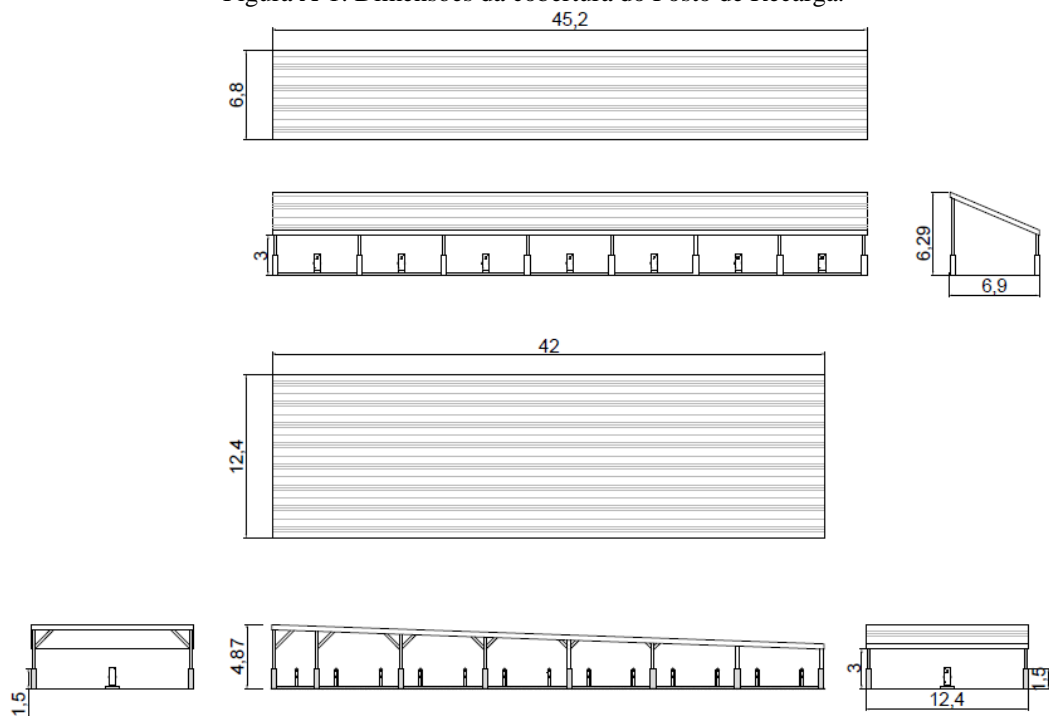
---

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11704: Sistemas Fotovoltaicos – Classificação**. Rio de Janeiro, 2008.
- BARAN, R.; LEGEY, L. F. L. **Veículos elétricos: história e perspectiva no Brasil**. Rio de Janeiro, RJ: Biblioteca Digital BNDES – BNDES Setorial, n. 33, p 207-224, março 2011.
- BARROS, L. L. **Requisitos para fornecimento de energia elétrica para recarga de veículos elétricos em Curitiba através de sistemas fotovoltaicos e concessionária de energia**. 113p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Graduação em Engenharia Elétrica – Ênfase em Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2013.
- BRITISH PETROLEUM. **BP Statistical Review of World Energy**. Junho de 2017, 66ª Edição.
- CRESESB. **SUNDATA**. Disponível em: <http://www.cresecb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Acesso em: 09.07.2017.
- EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro: EPE, 2012. (Nota Técnica EPE).
- EPE. **Balço Energético Nacional 2017: Ano base 2016**. Rio de Janeiro, RJ: Empresa de Pesquisa Energética – epe, 2017.
- FIETZ, C. R.; FISCH, G. F. **O clima da região de Dourados, MS**. 32p. 2ª Edição. Dourados: Embrapa Agropecuária Oeste, 2008. ISSN 1679-043X ; 92.
- G1. **Pré-moldados e pré-fabricados são opções rápidas para contruir**. Sorocaba e Jundiaí, 2016. Disponível em: <http://g1.globo.com/sao-paulo/sao-jose-do-rio-preto-aracatuba/mercado-imobiliario-do-interior/noticia/2016/02/pre-moldados-e-pre-fabricados-sao-opcoes-rapidas-para-contruir.html>. Acesso em: 18.02.2018.
- GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO. **São Paulo coloca em operação a primeira usina solar flutuante do Brasil**. Secretaria de Energia e Mineração, São Paulo, 2016. Disponível em: <http://www.energia.sp.gov.br/2016/09/sao-paulo-coloca-em-operacao-primeira-usina-solar-flutuante-do-brasil/>. Acesso em: 16.10.2017.
- JUNIOR, O. M. **Disciplina: Energia Solar Fotovoltaica**. Slides cedidos pelo professor ao ministrar a disciplina. Dourados – MS, 2015.
- LARMINE, J.; LOWRY, J. **Electric vehicle technology explained**. Chichester, West Sussex, U.K: Wilwy, 2012.
- LOPEZ, R. A. **Energia Solar para Produção de Eletricidade**. São Paulo: Artliber Editora, 2012.

- MOREIRA, D. A. M. **Posto de Carregamento de Veículos Elétricos com Painel Fotovoltaico, Sistema de Armazenamento e Ligação à Rede Elétrica**. Dissertação (Mestrado) – Lisboa – Instituto Superior Técnico, 2013.
- NEOSOLAR. **Kit de montagem Solar Group para laje – 6 painéis fotovoltaicos**. il. color. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/loja/kit-de-montagem-solargroup-para-laje-6-paineis-fotovoltaicos.html>>. Acesso em: 18.10.2017.
- PAKWHEELS.COM. **Toyota Prius 1997-2003**. Disponível em: <<https://www.pakwheels.com/new-cars/toyota/prius/1997-2003/>>. Acesso em: 08.02.2018.
- RESAN. **Carros elétricos – O que vem pela frente?**. Santo, SP: Informativo do Sindicombutíveis – Resan, Santos, SP, Ano 21, n. 249, p. 5-9, Agosto 2016.
- SEGUEL, J. I. L. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital**. (Mestrado) – Belo Horizonte – Universidade Federal de Minas Gerais, 2009.
- SERRÃO, M. A. S. **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para uma casa de veraneio em Pouso da Cajuíba-Paraty**. 99p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.
- STRACHOSKI, P. **Análise de viabilidade econômica de um projeto de investimento em uma indústria de artefatos de cimentos**. 60p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Graduação em Ciências Contábeis, Universidade do Extremo Sul Catarinense – UNESC, 2011.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. São Paulo: Editora Érica, 2013. ISBN 978-8-5365-0416-2.
- WITTMANN, D.; BERMAN, C.; WITTMANN, T. F. **Análise Crítica da Integração em larga Escala de Veículos Elétricos no Brasil**. In: 4th International Workshop Advances in Cleaner Production. São Paulo, Brasil, 2013.

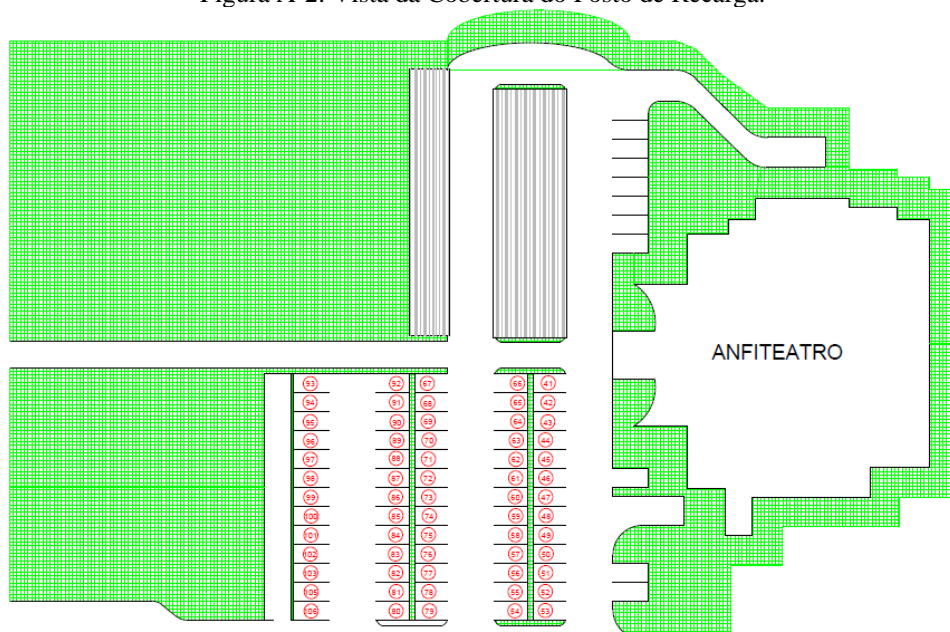
## ANEXOS

Figura A-1: Dimensões da cobertura do Posto de Recarga.



Fonte: Própria autora.

Figura A-2: Vista da Cobertura do Posto de Recarga.



Fonte: Própria autora.

Figura A-3: Especificações Nissan Leaf.

# NISSAN

## Especificações NISSAN LEAF

### Dimensões

Comprimento	4445 mm
Largura	1770 mm
Altura	1550 mm
Distância entre eixos	2700 mm

### Desempenho

Autonomia	superior a 160 km (modo LA4 dos EUA)
Velocidade máx. (km/h)	superior a 140 km/h

### Motor

Tipo	Motor CA
Potência máx. (kW)	80 kW
Binário máx. (Nm)	280 Nm

### Bateria

Tipo	bateria laminada de íões de lítio
Capacidade total (kWh)	24
Saída de potência (kW)	superior a 90
Densidade de energia (Wh/kg)	140
Densidade de potência (kW/kg)	2,5
Número de módulos:	48
Tempos de carregamento:	carregador rápido CC 50 kW (0 a 80%): inferior a 30 min; carregador de uso doméstico CA 200 V: inferior a 8 horas
Disposição da bateria	Debaixo do assento e piso

Tabela A. 1 – Dados técnicos do Pannel Solar – Canadian Solar.

<b>Painel Solar de 315 W Canadian Solar CS6U-315P</b>	
<b>Especificação</b>	<b>Dados</b>
Tipo de célula	Policristalino
Dimensões (m)	1,96x0,992x0,04
<b>Dados Elétricos / STC (Irradiação = 1000 W/m<sup>2</sup>; Temperatura ambiente = 25°C)</b>	
Potência Nominal Máxima (P <sub>max</sub> ) (W)	315
Tensão de Operação (V <sub>mp</sub> ) (V)	36,6
Corrente de curto-circuito (I <sub>sc</sub> ) (A)	9,18
Eficiência do módulo (%)	16,20
Temperatura de Operação (°C)	-40 ~+85
<b>Dados Elétricos/NOCT (Irradiação: 800 W/m<sup>2</sup>; Temperatura ambiente: 20°C; Velocidade do vento: 1m/s)</b>	
Potência Nominal Máx. (P <sub>max</sub> ) (W)	228
Tensão de Operação (V <sub>mp</sub> ) (V)	33,4
Corrente de curto-circuito (I <sub>sc</sub> ) (A)	7,44



Tabela A. 2 – Dados Técnicos da bateria – Moura Clean.

<b>Bateria Estacionária 220Ah Moura Clean Nano – 12MF220</b>	
<b>Especificações</b>	<b>Dados</b>
Dimensões (mm)	517 x 272 x 246
Tensão Nominal (V)	12
Capacidade a 25°C (Ah)	220
Peso (kg)	57,8



Tabela A. 3 – Dados técnicos do controlador de carga - FLEXMAX Extreme.

<b>Controlador de carga FLEXMAX Extreme</b>	
<b>Especificações</b>	<b>Dados</b>
Voltagens Nominais das baterias (Vcc)	12, 24, 36, 48 ou 60
Corrente de saída máxima (A)	80 a 40°C
Dimensões (mm)	471 x 224 x 152



Gabinete fechado (pode ser instalado ao ar livre)

Tabela A. 4 – Dados técnicos do Inversor – EPSolar.

<b>Inversor Senoidal Epsolar SHI3000-42 – 3000VA / 48Vcc / 220Vca</b>	
<b>Especificações</b>	<b>Dados</b>
Tensão Nominal da bateria (V)	48
Onda de Saída	Onda Senoidal Pura
Tensão de Saída (Vca)	220±3% / 230±10%
Frequência (Hz)	50/60±10%
Eficiência (%)	≥94
Terminal (mm <sup>2</sup> )	50
Dimensões (mm)	507 x 249 x 116
Peso (kg)	7,5



Tabela A. 5 – Dados técnicos carregador de VE – EVlink City / Schneider Electric.

<b>EVlink City – borne – 7kW – 2xT2S mono 32A + 2x2P+T – RFID</b>	
<b>Especificações</b>	<b>Dados</b>
Descrição dos polos	1P + N
Tensão de alimentação (Vac)	230
Frequência (Hz)	50/60
Padrão de Ligação Terra	TT; TN; TI
Nº de tomadas de alimentação	4
Tipos de tomadas	T2+TE de cada lado
Corrente de alimentação (A)	32 - T2 e 14 – TE
Potência nominal de saída (kW)	7 - T2 e 3,2 – TE
Dimensões (mm)	1400 x 482 x 248
Peso (kg)	45
Temperatura de Operação (°C)	-30... +50



Tabela A. 6 – Dados Técnicos do Inversor Central – EFASOLAR.

<b>EFASOLAR 500</b>	
<b>Especificações</b>	<b>Dados</b>
Potência máxima (kW)	575
Voltagem máxima (V)	450
Corrente máxima (A)	1200
Eficiência (%)	98,4
Dimensões (mm)	2200 x 610 x 2000
Peso (kg)	1800





Tabela A. 7 – Dados Técnicos do Quadro Elétrico Fotovoltaico – ABB.

Quadro Elétrico fotovoltaico (Strigbox)	
Especificações	Dados
Dimensões (mm)	275 x 220 x 140
Chave Seccionadora CC	1
DPS CC	1
Caixa Elétrica IP65	1
Prensa-Cabos p/ passagem dos cabos	5



Figura A-4: Fatura UFGD 10/2016.

Dados do Cliente

UFGD - FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DA GRANDE DOURADOS

RANI/CNPJ/CPF: 07775847000197 IE:

Rod Dourados Itahum., Km 12.25.410.12.020000 - Rural - CEP: 79849-899 - Dourados - MS

Mês	Vencimento	Consumo Faturado kWh	Valor (R\$)
10/2016	16/11/2016	273.533	174.107,17

Dados da U.C.

Classe: Poder Publico

SubClasse: Administracao Publica Federal

Tipo de Tarifa: Mod Tarifaria Horaria Verde

Grupo de Tensão: A 4

Fase: Trifasico

Local: 8410

Etapa / Livro / Seq: 37 / 41037T / 13

Perdas de Transformações (%): 0

Tensão Contratada (V): 13800

Limites Tensão (V): 12834 a 14490

Dados do Contrato

Demanda(kW): 1600

Demanda Ponta(kW):

Demanda Fora Ponta(kW):

Demanda Reserva Cap. F. Ponta(kW):

Demanda Reserva Cap. Ponta(kW):

Demanda de Geração:

Demanda de Distrib. Ponta(kW):

Demanda de Distrib. F. Ponta(kW):

Consumo Ponta(kWh):

Consumo Fora Ponta(kWh):

Dados da Leitura

Leitura Atual: 26/10/2016

Leitura Anterior: 26/09/2016

Próxima Leitura: 26/11/2016

Número de Dias Faturados: 30

Origem da Leitura Atual:

Consumo médio diário: 9.117,77

Média dos 12 últimos meses: 270.744,75

Emissão: 27/10/2016

Apresentação: 06/11/2016

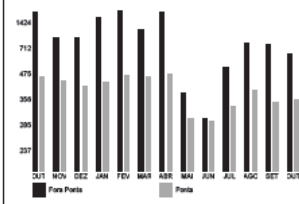
Equipamento: Z80822

Fator de Potência Médio: 0,85

Dem. Máx. Ponta(kW): 632,16

Dem. Máx. Fora Ponta(kW): 1041,12

Histórico de Demanda Medida



Dados do Faturamento	Unidade Medida	Leitura Atual	Leitura Anterior	Constante de Faturamento	Medido	Faturado	Tarifa	Total (R\$)
CONSUMO PONTA	kWh	2636524	2562172	0,3600	26766,00	26766,00	1,474700	39.471,82
CONSUMO FORA PONTA	kWh	22626887	21941423	0,3600	246767,00	246767,00	0,306320	75.589,86
ENERGIA REAT EXC P	kvarh	225202	218447	0,3600	2431,00	2431,00	0,240140	583,78
ENERGIA REAT EXC FP	kvarh	2218529	2163605	0,3600	19751,00	19751,00	0,240140	4.743,00
DEMANDA	kW	723	778	1,4400	1041,12	1600,00	14,880000	23.468,00
CONSUMO	kWh	25263411	24503595	0,3600	273533,00			0,00
DEMANDA PONTA	kW	15899	15430	1,4400	632,16			0,00
DEMANDA FORA PONTA	kW	25403	24680	1,4400	1041,12			0,00
ENERGIA REAT EXC D	kvarh	2443717	2382098	0,3600	22182,00			0,00
DEMANDA REAT EXC P	kvar	64988	63149	0,3600	854,84			0,00
DEMANDA REAT EXC FP	kvar	96200	93478	0,3600	979,92			0,00
ADIC BAND VERDE	kWh							0,00

Subtotal (R\$): 143.876,26

Tributos	Base de Cálculo (R\$)	Alíquota (%)	Valor (R\$)	Outros Lançamentos, Cobranças e Serviços Autorizados	Data	Valor (R\$)
ICMS	181.249,73	17,00000	30.812,43	CORRECAO MONETARIA POR ATRASO	08/2016	111,52
COFINS	181.249,75	2,97410	5.390,53	JUROS CONTA ANTERIOR	08/2016	743,07
PIS	181.249,75	0,64580	1.170,51	MULTA CONTA ANTERIOR	08/2016	3.719,08
				RET INS NORMAT SRF 1234/12-IRPJ		-3.075,44
			Subtotal (R\$): 37.373,47			

Fonte: (UFGD, 2016).