



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

IGOR MESQUITA DE MELO

**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UMA FAZENDA NO INTERIOR DO CEARÁ**

FORTALEZA

2021

IGOR MESQUITA DE MELO

ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UMA FAZENDA NO INTERIOR DO CEARÁ

Monografia apresentada ao Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar
Marques de Carvalho

FORTALEZA

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- M485e Melo, Igor Mesquita de.
Estudo de viabilidade para implantação de um sistema de geração fotovoltaica em uma fazenda no interior do Ceará / Igor Mesquita de Melo. – 2021.
76 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2021.
Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.
1. Geração fotovoltaica. 2. Geração distribuída. 3. Microgeração. 4. Fazenda. 5. Análise financeira. I. Título.
CDD 621.3
-

IGOR MESQUITA DE MELO

ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UMA FAZENDA NO INTERIOR DO CEARÁ

Monografia apresentada ao Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar
Marques de Carvalho

Aprovada em: ___/___/_____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Aos meus pais, Antonio e Auserina.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus, pelo dom da vida.

A minha família, em especial aos meus pais, pelo amor, apoio e incentivo não somente durante a minha formação, mas ao longo de toda a vida.

A minha namorada, Janaina, por todo amor e compreensão ao longo de todos estes anos.

Ao professor Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, que me inspirou e se dispôs a me orientar e auxiliar na elaboração desta monografia. Agradecimento também aos professores Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz e Dr. Raphael Amaral da Câmara por aceitarem o convite de participar da minha banca.

Aos meus colegas de curso, que me acompanharam durante toda essa jornada acadêmica.

E a todos que contribuíram de alguma forma para a minha formação e a elaboração deste trabalho, o meu muito obrigado.

"Conhecimento não é aquilo que você sabe, mas o que você faz com aquilo que você sabe."

(Aldous Huxley)

RESUMO

O presente trabalho analisa a viabilidade, de ponto de vista técnico e financeiro, da implementação de um sistema fotovoltaico (FV) em uma fazenda no interior do estado do Ceará, através do estudo de caso para a Fazenda Pantanal, no município de Boa Viagem. O estudo inicia através de uma contextualização das características que devem ser consideradas no projeto do sistema gerador, como o funcionamento da geração fotovoltaica e os principais elementos que a compõe, como os módulos FV, inversor e string box, além disso há um resumo das regulamentações, mapas solarimétricos e um breve tópico sobre análise de investimentos. A unidade consumidora teve os seus dados observados, como consumo de energia elétrica, irradiação solar no local e a área disponível a instalação do sistema FV. Em seguida, através de um *software* de simulação, verifica-se a análise teórica sobre a potência instalada de uma unidade de microgeração distribuída que atenda aos requisitos da unidade consumidora e, dessa forma, é realizado o dimensionamento do sistema e definido o material necessário para a sua implementação. O estudo técnico aborda as condições em torno da geração, do detalhamento de interconexão entre os módulos FV, dimensionamento de equipamentos, sistemas de proteção contra surtos e aterramento. O estudo financeiro foi realizado para um período de 25 anos, e leva em conta a energia elétrica produzida, e o valor da tarifa da classe B2 - Rural, que é 35% menor que a classe B1 - Residencial Normal. Os resultados foram obtidos através do cálculo do tempo de retorno do investimento (*payback*), e do método do Valor Presente Líquido (VPL), que foram os principais meios utilizados para definir a viabilidade financeira do investimento.

Palavras-chave: Geração Fotovoltaica; Geração Distribuída; Microgeração; Fazenda; Análise Financeira.

ABSTRACT

The present work analyzes the feasibility, from a technical and financial point of view, of the implementation of a photovoltaic system (PV) on a farm in the interior of the state of Ceará, through the case study for Fazenda Pantanal, in the municipality of Boa Viagem. The study begins with a contextualization of the characteristics that must be considered in the design of the generator system, such as the operation of the photovoltaic generation and the main elements that compose it, such as the PV modules, inverter and string box, in addition there is a summary of the regulations, solarimetric maps and a brief topic on investment analysis. The consumer unit had its data observed, such as electricity consumption, solar radiation on site and the area available for the installation of the PV system. Then, using a simulation software, the theoretical analysis of the installed power of a distributed microgeneration unit that meets the requirements of the consumer unit is verified and, in this way, the system is dimensioned and the necessary material is defined for its implementation. The technical study addresses the conditions surrounding generation, detailing the interconnection between PV modules, equipment sizing, surge protection systems and grounding. The financial study was carried out for a period of 25 years, and takes into account the electric energy produced, and the value of the tariff for the B2 - Rural class, which is 35% less than the B1 - Normal Residential class. The results were obtained by calculating the payback time, and the Net Present Value (NPV) method, which were the main means used to define the financial viability of the investment.

Keywords: Photovoltaic generation; Distributed generation; Microgeneration; Farm; Financial analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - A Matriz Elétrica Brasileira.....	16
Figura 2 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.....	18
Figura 3 - Sistema Fotovoltaico Isolado – <i>Off-Grid</i>	23
Figura 4 - Sistema <i>On-Grid</i>	24
Figura 5 - Tipos de módulo fotovoltaico	25
Figura 6 - Modelo de Etiqueta padrão para Módulos FV	26
Figura 7 - Inversor CC-CA 3kW	27
Figura 8 - String Box Clamper Solar	28
Figura 9 - Medidor Bidirecional Cronos 7023L	29
Figura 10 - Sistema de Compensação.....	31
Figura 11 - Procedimentos e Etapas de Acesso	32
Figura 12 - Irradiação solar global horizontal média.....	37
Figura 13 - Localização de Boa Viagem no Ceará	38
Figura 14 - Área delimitada da fazenda	39
Figura 15 - Vista Superior da Sede da Fazenda Pantanal	40
Figura 16 - Variação de Irradiação Solar ao longo do ano	45
Figura 17 - Fluxo de Caixa.....	64
Figura 18 - <i>Payback</i>	64
Figura 19 - Valor Presente Líquido	65
Figura 20 - Retorno sobre o Investimento	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Formas de Conexão Enel Distribuição	33
Tabela 2 - Dados Gerais da Fazenda Pantanal	40
Tabela 3 - Cargas Instaladas na Propriedade	41
Tabela 4 - Padrão de Consumo	42
Tabela 5 - Escolha do Ângulo de Inclinação do módulo	43
Tabela 6 - Irradiância solar diária média	44
Tabela 7 - Geração de Energia Elétrica Estimada	49
Tabela 8 - Especificação dos condutores.....	57
Tabela 9 - Taxa do IPCA acumulado anual.....	59
Tabela 10 - Taxa do rendimento da poupança acumulado anual	60
Tabela 11 - Custos do Sistema Gerador FV	61
Tabela 12 - Reembolso anual estimado.....	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.a. – Ao ano

ABGD – Associação Brasileira de Geração Distribuída

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ART – Anotação de Responsabilidade Técnica

BT – Baixa Tensão

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CE – Ceará

CNO – Condições Nominais de Operação

CRESESB – Centro de Referência das Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito

c-Si – Silício Cristalino

DPS – Dispositivo Protetor de Surtos

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FC – Fluxo de Caixa

FUNCEME – Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos

FV – Fotovoltaico

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEC - Comissão Eletrotécnica Internacional (Do inglês *International Electrotechnical Commission*)

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

MME – Ministério de Minas e Energia

MPPT – Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (Do inglês *Maximum Power Point Tracker*)

m-Si – Silício Monocristalino

MT – Média Tensão

NBR – Norma Brasileira Regulamentadora

NOCT – Temperatura Nominal de Operação da Célula (Do inglês *Nominal Operating Cell Temperature*)

O&M – Operação e Manutenção

PRODIST – Procedimentos de Distribuição

p-Si – Silício Policristalino

PVC - Policloreto de Vinila

QGBT – Quadro Geral de Baixa Tensão

REN – Resolução Normativa

ROI – Retorno sobre o Investimento

SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SEINFRA – CE – Secretaria de Infraestrutura do Ceará

SELIC – Sistema Especial de Liquidação e Custódia

SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SFI – Sistema Fotovoltaico Isolado

Si – Silício

STC – Condições de Ensaio Padrão (Do inglês *Standard Test Conditions*)

THD – Taxa de Distorção Harmônica (Do inglês *Total Harmonic Distortion*)

UC – Unidade Consumidora

UF – Unidade Federativa

VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1.	Motivação	20
1.2.	Objetivos	20
1.2.1.	Objetivo Geral	20
1.2.2.	Objetivos Específicos	20
1.3.	Metodologia	21
1.4.	Organização	21
2	REFERENCIAL TEÓRICO	22
2.1.	Geração Fotovoltaica (FV)	22
2.1.1.	Tipos de Sistema Fotovoltaico	22
2.1.1.1.	Sistemas FV Autônomos	23
2.1.1.2.	Sistemas FV Conectados à Rede	24
2.1.2.	Elementos que compõem o Sistema FV <i>On-Grid</i>	25
2.1.2.1.	Módulo FV	25
2.1.2.2.	Inversor de Tensão CC-CA	27
2.1.2.3.	String Box	27
2.1.2.4.	Medidor de Energia Bidirecional	28
2.1.3.	Regulamentação da Central FV	30
2.1.3.1.	Resolução Normativa nº 482/2012- ANEEL	30
2.1.3.2.	Especificação Técnica nº 122 – ENEL Ceará	32
2.2.	Análise de Investimentos	33
2.2.1.	Fluxo de Caixa	34
2.2.2.	Retorno sobre o Investimento	34
2.2.3.	Valor Presente Líquido	34
2.2.4.	<i>Payback</i>	35
2.3.	Recurso Solar	36
2.3.1.	Mapa Solarimétrico	36
3	ESTUDO DE CASO – FAZENDA PANTANAL	38
3.1.	Dados Gerais	38
3.2.	Estrutura Elétrica da Fazenda	41
3.3.	Análise do tipo de telhado e sombreamento	42
3.4.	Análise de Incidência Solar	43
4	DESENVOLVIMENTO TÉCNICO E FINANCEIRO	46
4.1.	Análise dos Aspectos Técnicos	46
4.1.1.	Dimensionamento do Sistema Gerador Fotovoltaico	46

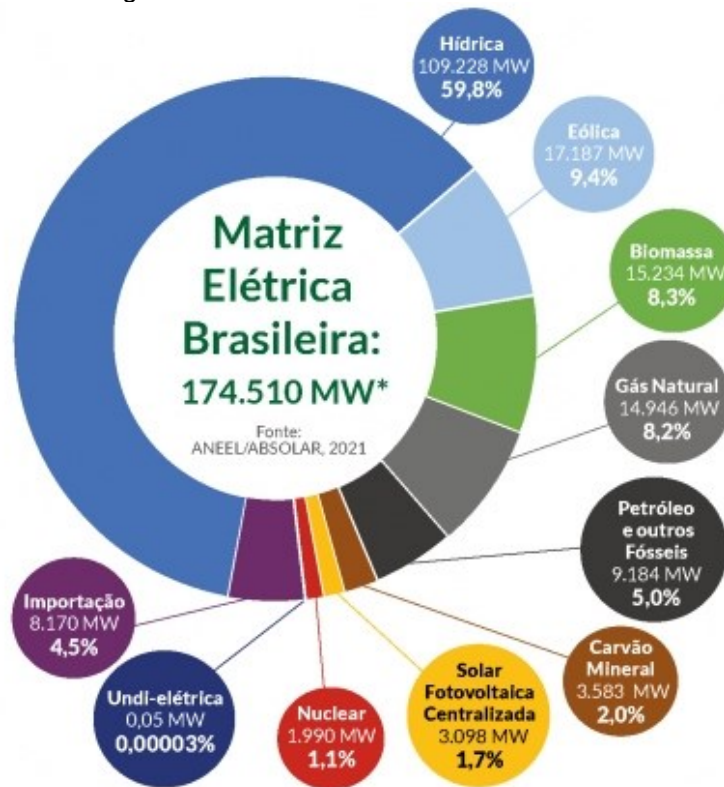
4.1.2.	Descrição do Sistema Gerador Fotovoltaico Grid-Tie	47
4.1.3.	Energia Elétrica Gerada Anualmente – Período de 25 anos	48
4.1.4.	Aspectos Construtivos da Instalação do Sistema Gerador Fotovoltaico	49
4.1.4.1.	Orientação e Localização dos Módulos Fotovoltaicos	50
4.1.4.2.	Definição das Interconexões de Módulos Fotovoltaicos	51
4.1.4.3.	Conexão do Quadro de Proteção CC – <i>String box</i>	54
4.1.4.4.	Conexão do Quadro de Proteção CA	55
4.1.4.5.	Dimensionamento dos Condutores	55
4.1.4.6.	Sistema de Aterramento	57
4.1.5.	Documentação Exigida pela Concessionária	57
4.2.	Análise dos Aspectos Financeiros	59
4.2.1.	Custos do Sistema Gerador Fotovoltaico	61
4.2.2.	Custos de Manutenção	61
4.2.3.	Análise do Fluxo de Caixa	62
4.2.4.	Análise do <i>Payback</i> Simples	64
4.2.5.	Análise do Valor Presente Líquido (VPL)	65
4.2.6.	Análise do Retorno sobre Investimento (ROI)	66
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	67
5.1.	Sugestões para Trabalhos Futuros	69
REFERÊNCIAS		

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro está em constante crescimento, impulsionado pelo desenvolvimento do país, aumento populacional e mudança no padrão de consumo de energia elétrica. Neste contexto, pode-se destacar as atuais necessidades de expansão da matriz produtiva e a busca por energias limpas, visando a redução da emissão de gases poluente e impactos ambientais. Assim, os sistemas fotovoltaicos (FV) surgem como uma das soluções que atende a requisitos técnicos, econômicos e ambientais.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), através das informações do Balanço Energético Nacional (BEN), a geração hidroelétrica tem sido a principal fonte de geração da matriz energética brasileira, representando em 2021, 59,8% do total de 174.510 MW, conforme mostrado no infográfico da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, ilustrado na Figura 1.

Figura 1 - A Matriz Elétrica Brasileira



*A potência total da matriz não inclui a importação.

Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2021).

Embora a dependência dessa fonte ainda seja bastante considerável, nos últimos anos o Brasil passou por uma grande estiagem, que impactou diretamente na produção de energia elétrica, com uma baixa nos índices de geração em hidroelétricas devido diminuição do nível dos reservatórios das usinas, que atingiram em 2019 o menor índice desde 2014 (UOL, 2019).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desenvolveu o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, que mostra uma expectativa de crescimento médio de 3,3% a.a. da economia mundial. No Brasil, há a expectativa de um crescimento de 15% no consumo de eletricidade nesse período (MME; EPE, 2019).

Com esse aumento no consumo de energia elétrica é preciso buscar novas soluções para suprir o aumento da demanda, e ao mesmo tempo garantir o desenvolvimento de uma produção sustentável para reduzir os impactos desse crescimento.

Diante desse cenário, a diversificação da matriz é uma solução para amenizar os impactos e prover uma segurança energética, buscando aproveitar fontes como a geração FV, que não depende de chuvas regulares e de combustíveis fósseis para operar.

De acordo com a Associação Brasileira de Geração Distribuída (AGBD), a geração distribuída de energia renovável atingiu 4 GW de potência instalada em 2020, que inclui fontes como a FV, biomassa e sistemas eólicos. O ano de 2020 iniciou com 2 GW, e essa marca foi dobrada antes do ano acabar, pois a GD é uma alternativa sustentável e cada vez mais buscada pelo perfil consumidor do Brasil (Canal Energia, 2020).

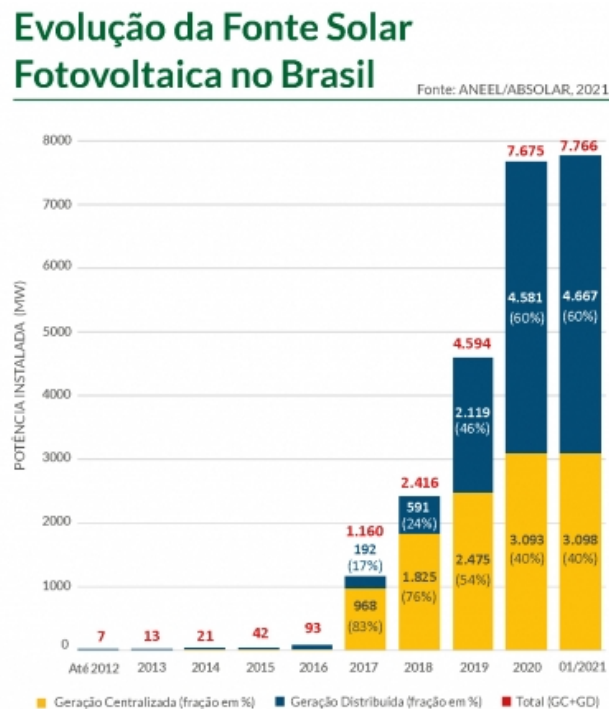
Segundo o Infográfico ABSOLAR nº 28, atualizado em 02/02/2021, o estado do Ceará representa 3,5% da potência instalada de Geração Distribuída, estando na nona colocação no ranking dos estados brasileiros. A cidade de Fortaleza, capital do estado, está em destaque no ranking dos municípios brasileiros, ocupando a quinta posição, com 41,5 MW de potência instalada e representando 0,9% do total instalado no país.

A instalação de sistemas FV interligados à rede possui uma característica diferenciada, por não possuírem os módulos de armazenamento de energia. Apesar de algumas desvantagens, como a intermitência na geração, o custo de operação e manutenção do sistema é baixo e o recurso solar é abundante no Brasil. Assim, a eletricidade gerada pode ser direcionada à rede em momentos de alta produção e baixo consumo, podendo ser direcionada a outras unidades consumidoras através da rede de distribuição e posteriormente compensada (NAKABAYASHI, 2014).

A geração FV ainda é considerada pequena, apesar da abundante disponibilidade do recurso solar. Entretanto essa proporção vem crescendo a cada ano, com a China em destaque na fabricação e instalação dos sistemas, instalando 45 GW somente no ano de 2018, chegando a 176 GW de potência instalada total (ABSOLAR, 2019).

O Brasil, segundo os dados obtidos no infográfico da ABSOLAR (Figura 2), atingiu em janeiro de 2021, 3.098 MW de potência instalada em sistemas FV concentrada e 4.667 MW em geração distribuída, representando um aumento expressivo em relação aos anos anteriores.

Figura 2 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



Fonte: ABSOLAR, 2021

Segundo a ABSOLAR, a fonte apresenta vários benefícios em várias esferas, que são:

1. Esfera Socioeconômica:

- Redução de gastos com energia elétrica para a população, trazendo economia para a sociedade.
- Líder em geração de empregos locais de qualidade, adicionando de 25 a 30 empregos por MW/ano.
- Atração de capital externo e novos investimentos privados ao País.

2. Esfera Ambiental:

- Geração de eletricidade limpa, renovável e sustentável, sem emissões de gases de efeito estufa, sem resíduos e sem ruídos.
- Não precisa de água para operar, aliviando a pressão sobre recursos hídricos escassos.
- Baixo impacto ao meio ambiente.

3. Esfera Estratégica:

- Diversificação da matriz elétrica brasileira com uma nova fonte renovável, aumentando a segurança no suprimento de energia elétrica.
- Redução de perdas e postergação de investimentos em transmissão e distribuição.
- Alívio da demanda elétrica em horário diurno, reduzindo custos aos consumidores.

As áreas disponíveis em fazendas são tipicamente grandes, com espaços ociosos, ensolarados e livres de sombreamento, sendo exemplos ideais para a aplicação de sistemas FV interligados à rede.

1.1. Motivação

A energia solar, como fonte de luz ou calor, é atualmente a alternativa energética mais promissora para a geração de energia no mundo (PINHO; GALDINO, 2014).

Segundo Pereira et. al. (2017), os índices de irradiação solar no Brasil são bastante satisfatórios, com pequena variabilidade anual. Os dados de irradiação solar global horizontal média diária do Nordeste do Brasil é de 5,7 kWh/m², sendo a maior do país.

Nesse contexto, o presente trabalho de conclusão tem como motivação estudar a implementação de um sistema FV em uma fazenda no interior do Ceará, com o intuito de diminuir o consumo de energia advindo da rede de distribuição e os custos com eletricidade, além de promover a utilização de energias alternativas, diminuindo os impactos ambientais e colaborando para a diversificação da matriz energética brasileira.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo Geral

O presente trabalho de conclusão tem como objetivo o estudo técnico e financeiro de um sistema FV, através de um estudo de caso, em uma fazenda em Boa Viagem, no interior do estado do Ceará.

1.2.2. Objetivos Específicos

Como objetivos específicos, pode-se listar:

- Compreender o funcionamento de um sistema de geração FV, seus componentes e particularidades;

- Analisar o consumo e gastos de energia elétrica em uma fazenda de pequeno porte e suas exigências com relação ao fornecimento desta energia;
- Assimilar as premissas técnicas para a conexão do sistema FV à rede;
- Analisar do ponto de vista financeiro a viabilidade da implementação do projeto.

1.3. Metodologia

A metodologia abordada neste trabalho consiste em uma breve revisão acerca do tema geral, em seguida é apresentado o cenário de dimensionamento do sistema FV de acordo com as necessidades e demandas apresentadas.

1.4. Organização

O presente trabalho é composto por cinco capítulos, divididos da seguinte forma:

Capítulo 1: introdução acerca do tema a ser discutido, definindo os objetivos do trabalho, sua metodologia e estruturação.

Capítulo 2: breve revisão bibliográfica dos principais conceitos abordados ao longo do estudo, definindo temas necessários ao entendimento dos capítulos subsequentes.

Capítulo 3: descrição do local utilizado no estudo de caso, seu consumo atual de energia, potência instalada e aspectos técnicos e geográficos.

Capítulo 4: descrição do sistema de geração capaz de suprir as necessidades energéticas da fazenda e resultados da verificação de viabilidade técnica e financeira da implementação.

Capítulo 5: conclusão do estudo, com apresentação do resultado das análises dos resultados obtidos e sugestões para trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. Geração Fotovoltaica (FV)

A geração FV é uma das fontes de energia promissoras, com recurso inesgotável e além de tudo ambientalmente correta e renovável. O sistema conta com inúmeras vantagens, como a inexistência de partes móveis, instalação rápida, baixo nível de manutenção, característica modular, que permite expansões conforme a necessidade e somado a isso um elevado grau de confiabilidade, além de não emitir gases poluentes e ter um funcionamento totalmente silencioso (RUTHER, 2004).

Apesar de seus diversos benefícios econômicos e sociais, a geração FV possui algumas desvantagens, como o alto custo de aquisição inicial, intermitência na geração, e baixa capacidade de armazenamento em relação às demais fontes de energia alternativas (Portal Solar, 2020).

Os sistemas FV classificam-se quanto a sua utilização, podendo ser utilizados tanto de forma isolada quanto conectados à rede de distribuição de energia. A aplicação de cada um dependerá do local de instalação e do objetivo do sistema.

2.1.1. Tipos de Sistema Fotovoltaico

A geração de energia através da exposição a luz é o efeito FV, que ocorre nas placas solares compostas por um conjunto de células FV, também chamadas células solares, que são usualmente dispositivos semicondutores de silício que produzem uma corrente elétrica quando expostas a luz (BORGES NETO e CARVALHO, 2012).

A instalação que promove a geração de energia elétrica através do uso de painéis FV pode ser dividida em dois tipos: autônomos, que são os sistemas conhecidos como *Off-Grid*, e conectados à rede, que são os sistemas que fornecem energia elétrica a uma rede, conhecidos como *On-Grid* ou *Grid-Tie* (VILLALVA, 2015). A aplicação de cada sistema depende do local de instalação e do objetivo da instalação.

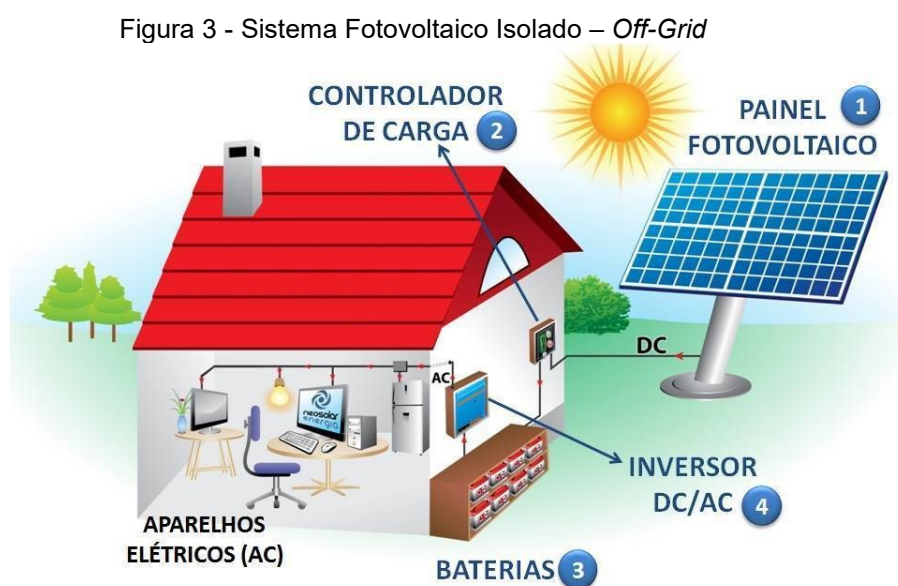
2.1.1.1. Sistemas FV Autônomos

Os sistemas FV autônomos (*Off-Grid*) são utilizados em locais onde não há o atendimento da rede elétrica da concessionária de distribuição. Podem ser usados em zonas rurais, comunidades isoladas ou qualquer outro local de difícil acesso (VILLALVA, 2015).

Esse tipo de sistema geralmente necessita de um elemento armazenador de energia, como um banco de baterias, para armazenar a energia gerada durante o dia, com a presença de irradiação solar, para ser utilizada a noite, porém existem outras aplicações, como sistemas para bombeamento de água, que são autônomos e não utilizam baterias.

A monografia de SOUSA, M. L. A., desenvolvida na Universidade Federal do Ceará (UFC), é um exemplo da aplicação desse tipo de sistema, que faz um estudo sobre o uso de bombeamento fotovoltaico para irrigação de unidades de produção agrícola de pequeno porte.

Além do banco de baterias, deve ser instalado um controlador de carga, para equilibrar o uso da energia e promover um aumento na vida útil do elemento armazenador de carga (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016). A Figura 3 é uma representação deste tipo de sistema.



Fonte: NeoSolar (2021)

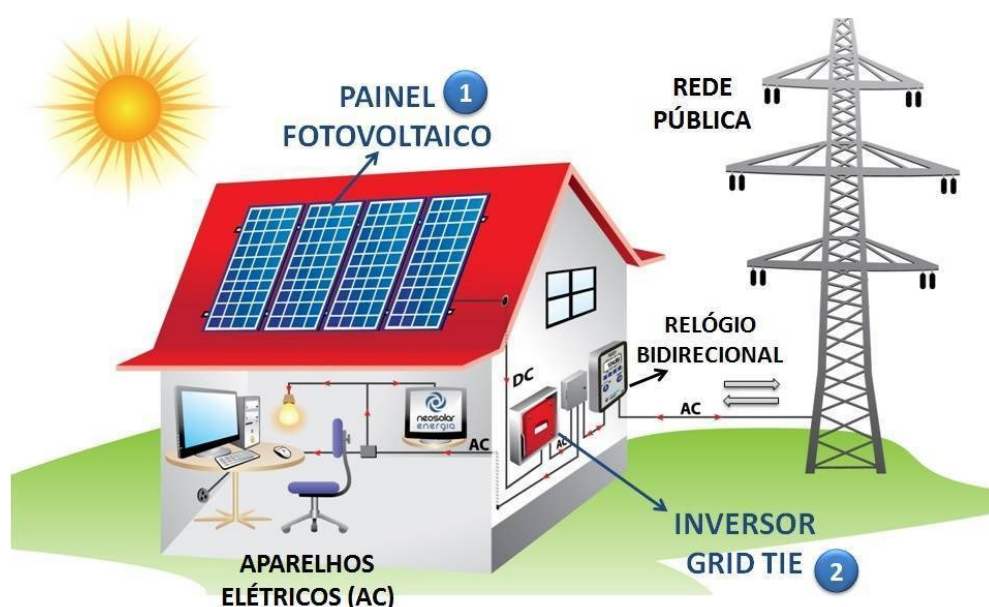
2.1.1.2. Sistemas FV Conectados à Rede

O sistema FV conectado à rede opera em paralelo à rede de eletricidade, necessitando assim ser instalado em locais já atendidos por energia elétrica. O objetivo desse sistema é gerar eletricidade para o consumo local, reduzindo ou até mesmo eliminando o consumo de energia proveniente da rede pública (VILLALVA, 2015).

Este modelo de geração difere do anterior pela conexão com a rede de distribuição, não necessitando obrigatoriamente de banco de baterias e controladores de carga, se tornando um método mais barato. O inversor CC-CA deve ser específico para esta finalidade, pois deve trabalhar em sincronia com a rede local de abastecimento de energia (Minha Casa Solar, 2019).

Os sistemas *On-Grid* dispõem de um medidor de energia bidirecional, que é capaz de medir a energia consumida e a energia injetada na rede, realizando a compensação do consumo. A Figura 4 demonstra um esquema simplificado de um sistema conectado à rede.

Figura 4 - Sistema *On-Grid*



Fonte: NeoSolar (2021)

No presente trabalho, o tipo de sistema adotado será *On-Grid*, assim o estudo dos componentes será focado neste tipo de instalação. Outro ponto importante a respeito desse sistema, é a regulamentação, que deve ser feita seguindo requisitos normativos e técnicos, que serão abordados nos tópicos subsequentes.

2.1.2. Elementos que compõem o Sistema FV *On-Grid*

Nesta seção serão apresentados os elementos que compõem um Sistema FV *On-Grid*: equipamentos de captação solar e geração de energia elétrica, conversores de energia, proteção elétrica do sistema e elemento de medição.

2.1.2.1. Módulo FV

A NBR 16690:2019 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) define Módulo Solar Fotovoltaico como “unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica”.

A célula FV é o elemento responsável pela captação da irradiação solar e a conversão em energia elétrica e é usualmente composta por duas camadas de material semicondutor, uma do tipo P e outra do tipo N, e podem ser fabricadas em material mono (m-Si) ou policristalino (p-Si) (VILLALVA, 2015). Os dois tipos estão ilustrados na Figura 5.

Figura 5 - Tipos de módulo fotovoltaico



Fonte: InfoSolaris (2018)

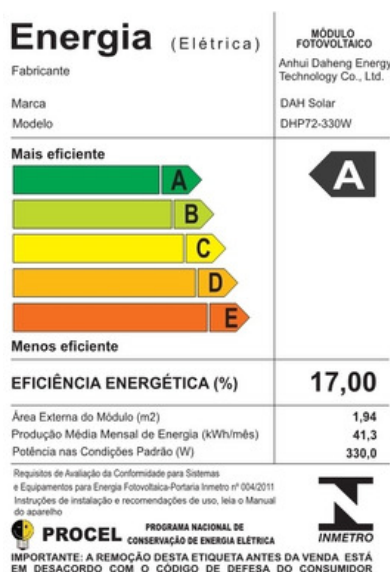
A quantidade de células em cada módulo e os arranjos formados pela associação de painéis (*strings*) devem ser organizados de acordo com as características elétricas de tensão e corrente que se deseja obter no sistema (PINHO: GALDINO, 2014).

Os módulos do tipo policristalino são os mais utilizados por serem mais baratos, porém apresentam uma eficiência inferior aos módulos do tipo monocristalino. A quantidade de módulos conectados em série definirá a tensão de operação do sistema, e a corrente será definida pela quantidade de *strings* ligadas em paralelo. A potência instalada é definida pela soma da potência nominal individual dos módulos (RUTHER, 2004).

Existem outros tipos de tecnologias além das tradicionais, como os dispositivos de filme fino, que embora possuam menor eficiência, são mais flexíveis e permitem maior versatilidade nos sistemas, permitindo a sua utilização em diversas superfícies (SOUZA, 2016).

Os módulos FV vendidos no Brasil devem ter as suas informações de eficiência, fabricante do módulo, área em m², potência em Watts nas condições padrão e a sua produção média de energia mensal descritas em uma etiqueta padrão de Registro no INMETRO, conforme ilustrado na Figura 6.

Figura 6 - Modelo de Etiqueta padrão para Módulos FV



Fonte: INMETRO (2011)

2.1.2.2. Inversor de Tensão CC-CA

Os inversores são os elementos responsáveis pela conexão de sistemas FV à rede, convertendo a energia recebida das placas em CC para conexão com a rede de alimentação CA. Os inversores usados em sistemas *On-Grid* usam um sistema eletrônico para copiar as características da rede elétrica ao qual estão conectados, promovendo o sincronismo, assim não operam sem a energização do lado CA, por questões de arranjo construtivo e de segurança (VILLALVA, 2015).

A eficiência dos inversores CC-CA é considerada alta, chegando próximo a 99% em alguns modelos (WEG, 2020). Além disso contam com sistemas de algoritmo MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracker*), que tem como função operar sempre no ponto de máxima transferência de potência dos painéis para a carga, reduzindo o custo da eletricidade produzida (BORGES NETO e CARVALHO, 2012). A Figura 7 ilustra um modelo de Inversor CC-CA.

Figura 7 - Inversor CC-CA 3kW



Fonte: CanadianSolar (2021)

2.1.2.3. String Box

A proteção do sistema é muito importante para evitar possíveis acidentes e prejuízos, por isso no projeto de uma central FV deve ser prevista a instalação de uma *string box*, que pode ser construída com componentes avulsos ou pode ser adquirida

completa no mercado. Essa caixa deve ser protegida contra intempéries, possuindo no mínimo um grau de proteção regulamentado como IP54 (VILLALVA, 2015).

A caixa possui entrada em CC, para receber os cabos vindos dos módulos FV e deve contar com fusíveis, chaves seccionadoras CC e DPS, provendo proteção contra surtos de tensão e sobrecorrentes. A Figura 8 ilustra uma string box da marca Clamper.

Figura 8 - String Box Clamper Solar



Fonte: Loja Clamper (2021)

2.1.2.4. Medidor de Energia Bidirecional

A medição da quantidade de energia elétrica consumida pela UC ou excedente injetada na rede de distribuição deve ser realizada por um medidor bidirecional de energia, que em geral é fornecido e instalado pela concessionária de energia no ato da vistoria final da instalação.

O medidor realiza um cálculo simples, analisando o fluxo de potência que o atravessa, gerando um valor a ser faturado na conta de energia elétrica, podendo ser um crédito a ser utilizado nas faturas seguintes ou um débito a ser pago no mês imediato.

$$P_{total} = P_{injetada} - P_{consumida} \quad (2.1)$$

Onde:

- $P_{injetada}$ é a potência excedente, injetada na rede de distribuição durante o período de faturamento;
- $P_{consumida}$ é a potência consumida pelas cargas durante o período de faturamento;
- P_{total} é a diferença entre a potência injetada e a potência consumida, sendo o valor responsável por definir se será gerada créditos para utilização futura ou débitos a serem pagos na fatura atual.

Seguindo a equação 2.1, há três resultados a serem apresentados pelo medidor no dia estipulado para a leitura do consumo:

- Se $P_{total} > 0$, foi injetada energia elétrica excedente na rede, logo serão gerados créditos para consumo futuro;
- Se $P_{total} = 0$, foi consumida a mesma quantidade de energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico;
- Se $P_{total} < 0$, foi gerado menos energia elétrica que o total utilizado pela UC, gerando um débito a ser pago.

A Figura 9 ilustra um medidor bidirecional de energia elétrica.

Figura 9 - Medidor Bidirecional Cronos 7023L



Fonte: Eletra Energy (2021)

2.1.3. Regulamentação da Central FV

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou, em abril de 2012, a REN (Resolução Normativa) nº 482/2012, com o objetivo de estabelecer as exigências para o acesso à rede de distribuição, com a conexão de micro e minigeradores de energia e o sistema de compensação de créditos em energia elétrica (ANEEL, 2016).

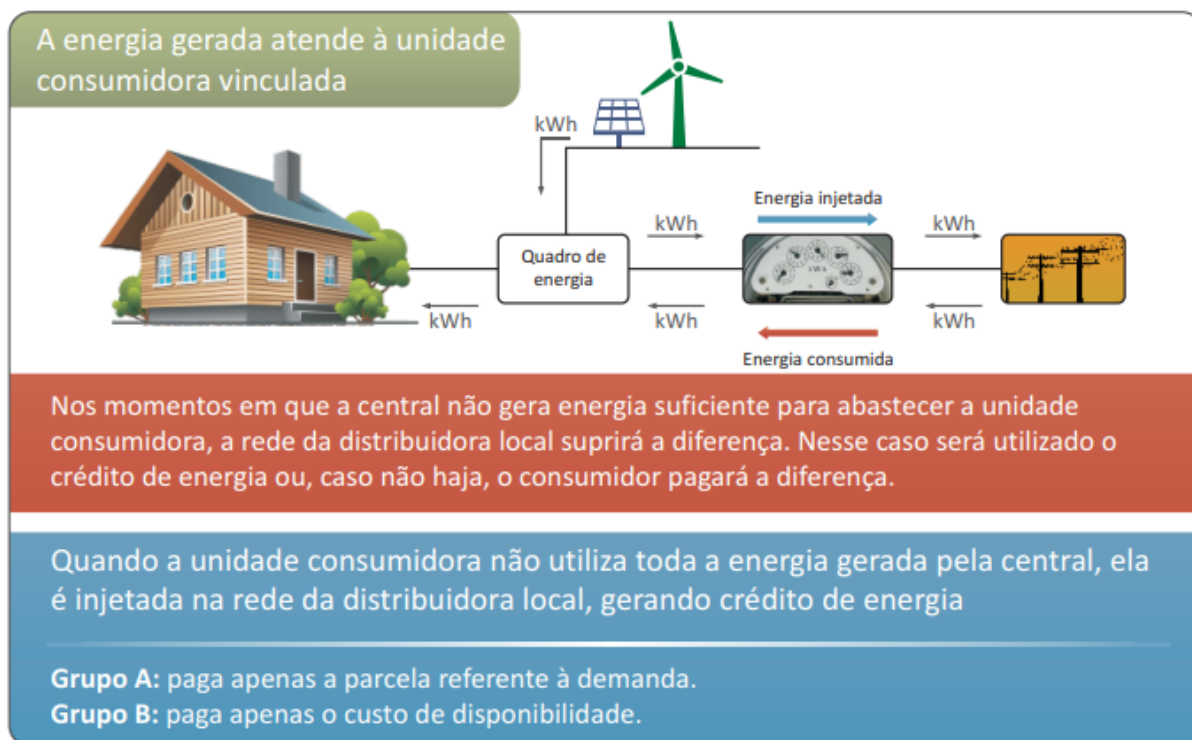
A Enel Distribuição Ceará, em conformidade com a REN nº 482/2012, elaborou a Norma Técnica CNC-OMBR-MAT18-0122-EDBR, determinando as condições de acesso e definindo os critérios técnicos e operacionais para a conexão dos sistemas de micro e minigeração a sua rede de distribuição (ENEL, 2018).

2.1.3.1. Resolução Normativa nº 482/2012- ANEEL

O dimensionamento do sistema de geração distribuída deve levar em conta o consumo de energia que será compensado, ou seja, abatida da fatura de energia elétrica, podendo ainda ocorrer a possibilidade da geração de créditos através da injeção de energia ativa na rede da concessionária local. O saldo será computado através do medidor bidirecional e poderá ser utilizado posteriormente pela UC onde o sistema está instalado ou outras UCs, desde que sejam inscritas no mesmo titular da fatura (ANEEL, 2012).

A REN nº 482 tem em seu texto a definição de geração distribuída, que é toda central geradora conectada à rede de distribuição de energia elétrica, que são os sistemas *On-Grid* ou *Grid-Tie*. De acordo com a resolução, a geração pode ser de fonte hídrica, renovável ou combustível fóssil, separada em dois grupos de acordo com a potência instalada. Sendo considerada microgeração as centrais com até 75 kW de potência instalada, e minigeração as centrais acima de 75 kW até 5 MW de potência instalada com fontes renováveis, e acima de 75 kW até 3 MW para centrais com fonte hídrica (ANEEL, 2016). O esquema simplificado de compensação está descrito na Figura 10.

Figura 10 - Sistema de Compensação



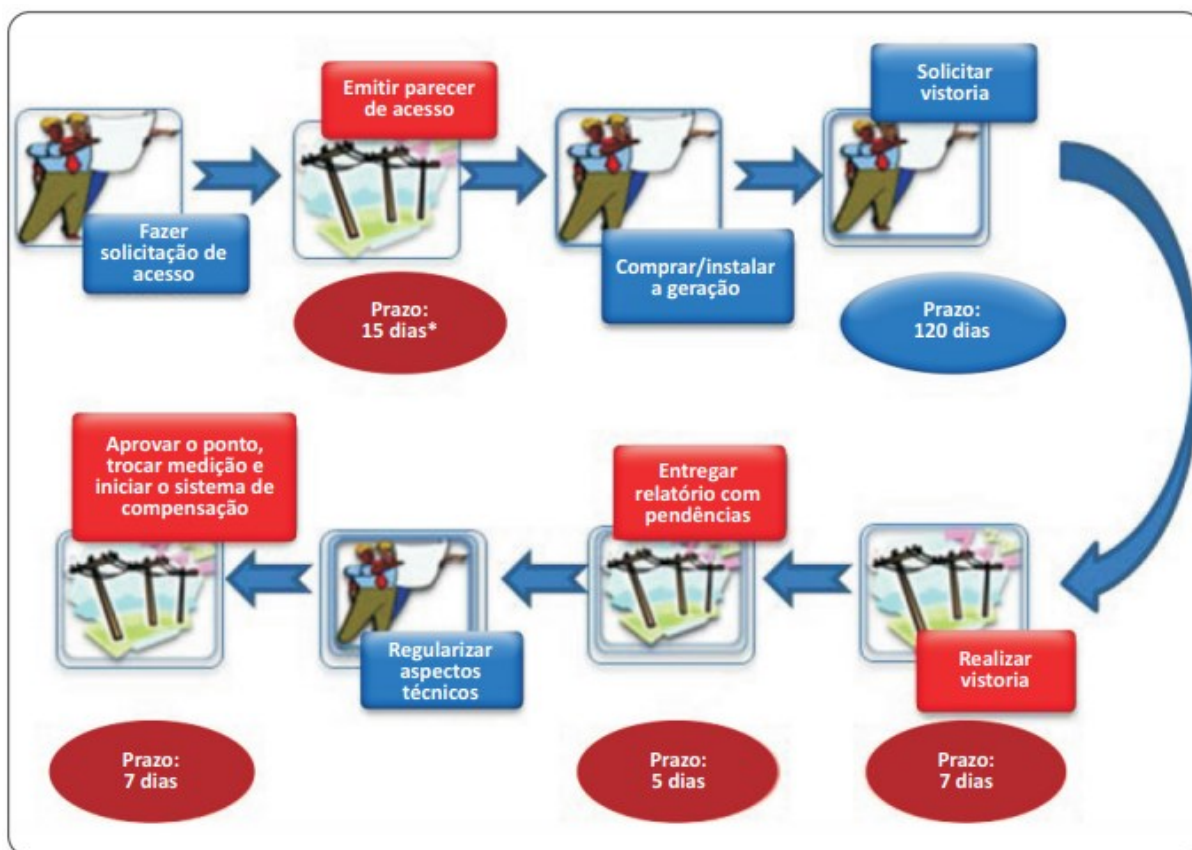
Fonte: Caderno Temático ANEEL – Micro e Minigeração Distribuída, 2016

A REN nº 687/2015 define que a responsável técnica e financeira pela adequação do sistema de medição é a distribuidora nos casos de microgeração e o interessado, nos casos que se enquadram nos valores de minigeração.

Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora deverá iniciar o SCEE dentro do prazo para aprovação do ponto de conexão, conforme seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (Resolução nº 687/2015 – ANEEL). Além disso, a distribuidora será responsável pela operação e manutenção do sistema de medição, sendo inclusos eventuais custos de substituição ou adequação (Resolução nº 482/2012 – ANEEL).

O anexo A da REN nº 687/2015 fornece as diretrizes e tempos regulamentares que devem ser respeitados pelas concessionárias e pelo solicitante do acesso. Também fornece os requisitos, condições e procedimentos que devem ser observados segundo o PRODIST, visando garantir a segurança e um sincronismo perfeito com a rede de distribuição. A Figura 11 traz uma ilustração mostrando resumidamente os procedimentos a serem seguidos.

Figura 11 - Procedimentos e Etapas de Acesso



Fonte: Caderno Temático ANEEL – Micro e Minigeração Distribuída, 2016

2.1.3.2. Especificação Técnica nº 122 – ENEL Ceará

A ENEL, concessionária responsável pela distribuição de energia no estado do Ceará, elaborou a especificação técnica de conexão CNC-OMBR-MAT18-0122-EDBR para abranger o processo de conexão de micro e minigeração em UCs cativas, que são aquelas que não participam do mercado livre de energia.

A norma determina os critérios técnicos e operacionais visando garantir que o sistema de geração e a rede de distribuição operem conjuntamente após a conexão com os critérios mínimos de segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.

Segundo a Especificação Técnica nº 122, a forma de conexão com o sistema, incluindo o número de fases e o nível de tensão, é definida de acordo com a potência disponibilizada para a UC, considerando também as características elétricas dos

equipamentos presentes na unidade (Especificação Técnica nº 122, 2018). As formas de conexão estão descritas na Tabela 1.

Tabela 1 - Formas de Conexão Enel Distribuição

Potência Disponibilizada (kW)	Tensão Nominal (V)	Sistema Elétrico
≤ 10	220	Baixa Tensão (monofásico)
> 10 e ≤ 20	380	Baixa Tensão (bifásico)
> 20 e ≤ 75	380	Baixa Tensão (trifásico)
> 75 e ≤ 5000	13800 / 69000	Média Tensão / Alta Tensão

Fonte: Adaptado de Especificação Técnica nº 122 – ENEL (2018)

A norma veta a divisão da central geradora em unidades de menor porte com o intuito de se enquadrar aos limites de potência para micro ou minigeração (Especificação Técnica nº 122, 2018).

Além disso, a norma especifica os procedimentos de acesso e requisitos técnicos do sistema, como especificação mínima de proteção instalada e os ajustes necessários para garantir o funcionamento seguro do sistema e os prazos a serem cumpridos. A conexão é efetivada com uma vistoria final, condicionada a conclusão das obras e a aprovação do ponto de conexão das instalações, a serem feitas por parte da distribuidora (Especificação Técnica nº 122, 2018).

2.2. Análise de Investimentos

Os investimentos são realizados com a intenção de obter algum benefício futuro, seja ele financeiro, ou não. Na área das finanças, esses benefícios estão associados ao fluxo de caixa necessário e gerado pelo investimento, assim o conceito de análise de investimentos é, basicamente, uma análise de projeção de fluxo de caixa, que envolve decisões de aplicação dos recursos com o objetivo de propiciar um retorno conveniente ao proprietário do capital investido (SAMANEZ, 2009).

A análise criteriosa e racional do emprego dos recursos em determinada atividade é primordial para o sucesso dessa ação. Para esta análise, existem algumas metodologias que podem ser aplicadas, como o Valor Presente Líquido (VPL), Retorno sobre Investimento (ROI) e *Payback*.

2.2.1. Fluxo de Caixa

A quantificação do investimento é um dos pontos principais a serem analisados e demonstrados, e é uma das premissas básicas do investimento. O resultado é uma movimentação traduzida em uma série de entradas e saídas de dinheiro, que é a denominação do termo Fluxo de Caixa. (SAMANEZ, 2009)

A movimentação do dinheiro através desse movimento de entrada e saída deve ter um fluxo controlado, em períodos bem definidos, para garantir o registro detalhado dos gastos e ganhos envolvidos, oferecendo assim um instrumento de verificação e análise para os negócios.

2.2.2. Retorno sobre o Investimento

Retorno de Investimento, ROI e taxa de retorno são termos utilizados para definir a relação de lucro ou prejuízo como resultado de um investimento e serve como medida de avaliação do desempenho de um investimento. (ASSAF, 2010)

A função do ROI é estipular a quantidade de dinheiro ganha a partir de cada investimento feito para deslanchar a operação. É por meio dele que o investidor define qual o ganho, ou perda, obtido para ter algum retorno financeiro, além de cobrir os custos envolvidos na operação. O cálculo do ROI consiste na seguinte equação:

$$ROI = \left(\frac{\text{Lucro-Investimento}}{\text{Investimento}} \right) \times 100 \quad (2.2)$$

2.2.3. Valor Presente Líquido

O VPL é definido como o valor presente das entradas de caixa de um projeto menos o valor presente de seus custos. Em outras palavras, é a diferença entre o valor presente das receitas menos o valor presente dos custos (SAMANEZ, 2009).

O Valor Presente Líquido é um dos métodos de análise de investimentos mais utilizados. A equação que descreve matematicamente esse valor, é a seguinte:

$$VPL = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (2.3)$$

FC_t representa os fluxos de caixa, com sinal positivo representando as entradas, e sinal negativo representando as saídas, i é a taxa de atratividade e t é um intervalo de tempo finito definido.

O valor final apresentado pelo VPL consiste nas seguintes interpretações:

- $VPL > 0$ representa um investimento atraente, com um resultado positivo indicando um retorno acima da taxa de atratividade desejada;
- $VPL = 0$ representa um investimento ainda viável, porém somente o suficiente para cobrir os custos e garantir um valor que seja referente a taxa de atratividade;
- $VPL < 0$ representa um investimento inviável, com prejuízo ou um ganho mínimo abaixo da taxa de atratividade estipulada ao fim do tempo definido.

2.2.4. Payback

O termo inglês *Payback* significa o retorno ou recuperação do investimento em uma linha de tempo. Este método consiste em selecionar projetos de investimentos enfatizando o período de recuperação do capital investido, ou seja, calculando o prazo necessário para que o valor atual dos reembolsos se iguale ao desembolso com o investimento efetuado (REBELATTO, 2004).

O *Payback* mostra ao investidor a estimativa do tempo que será necessário para a recuperação da sua aplicação inicial. Esse período é variável, e depende de muitos fatores, podendo variar de meses a anos, atuando como um avaliador de riscos envolvidos, já que investimentos com um menor tempo de retorno podem ser considerados com um grau de risco menor (SAMANEZ, 2009).

A fórmula que permite o cálculo do *Payback* é relativamente simples:

$$\sum_{t=0}^T FC_t \geq Investimento \quad (2.4)$$

2.3. Recurso Solar

A disponibilidade do recurso energético solar e sua variabilidade espacial e temporal estão intrinsecamente relacionadas a conceitos astronômicos. O primeiro dos fatores a serem considerados é a posição relativa entre o Sol e a Terra. A Terra orbita o Sol a uma distância média de cerca de 150 milhões de quilômetros, completando um ciclo a cada 365,25 dias solares. Ao longo desse período, a distância varia entre $1,47 \cdot 10^8$ km e $1,52 \cdot 10^8$ km e, como resultado, a irradiância solar oscila entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . O valor médio da irradiância solar igual a 1.366 W/m^2 é definido como a constante solar (NREL, 2017).

A instalação de um conjunto de painéis FV deve levar em conta um conjunto de fatores importantes, que podem impactar na eficiência da geração, como a presença de prédios próximos ou árvores que possam interferir no sistema com sombreamento ou danos físicos a qualquer elemento da instalação, além dos fatores climáticos, como nebulosidade ou variações climáticas ao longo do ano.

2.3.1. Mapa Solarimétrico

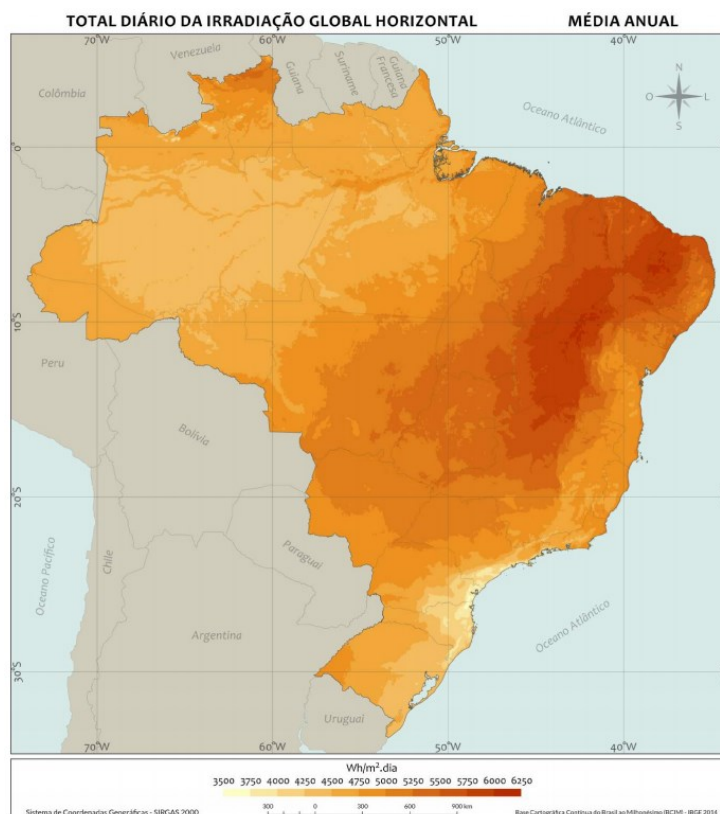
Os mapas solarimétricos foram desenvolvidos a fim de permitir uma análise gráfica da irradiação solar e insolação solar, compreendendo uma faixa de valores correspondentes aos dados das regiões.

O Brasil tem um extenso território que apresenta diferentes condições dependendo da região escolhida. No Nordeste estão presentes alguns dos maiores índices de irradiação solar do país, sendo assim um local ideal para a geração solar fotovoltaica (PEREIRA et al., 2017).

O estado do Ceará apresenta baixa variação da temperatura ambiente do longo do seu território, com os maiores índices de chuva observados no litoral do estado, com 90% da precipitação acumulada média anual concentrada no primeiro semestre do ano, entre os meses de março e abril. A soma destes fatores torna o estado um local propício para a instalação de sistemas de geração FV, com o maior potencial

para a instalação dos empreendimentos nos Sertões Cearenses, com maiores possibilidades de garantir uma geração eficiente durante o ano (Atlas Eólico e Solar do Ceará, 2019). A Figura 12 mostra um mapa com a média anual de irradiação solar no Brasil.

Figura 12 - Irradiação solar global horizontal média



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017.

O primeiro semestre do ano no Ceará é, portanto, marcado por chuvas, maior nebulosidade e baixa intensidade de vento e radiação solar, enquanto no segundo semestre prevalecem velocidades do vento mais altas, maiores índices de radiação, menor nebulosidade e baixa precipitação (LIRA, SILVA e ALVES, 2011).

Neste trabalho será realizado um estudo de caso de um local específico no interior do estado, onde as suas condições físicas estão descritas nos tópicos seguintes.

3 ESTUDO DE CASO – FAZENDA PANTANAL

3.1. Dados Gerais

A Fazenda Pantanal é uma propriedade particular localizada na zona rural do município de Boa Viagem, distante 214 km da capital do estado do Ceará, no centro do estado, microrregião do Sertão de Canindé, mesorregião dos Sertões Cearenses (IBGE, 2018). A Figura 13 mostra a localização da cidade no estado do Ceará.

Figura 13 - Localização de Boa Viagem no Ceará



Fonte: Wikipédia, 2021

A cidade de Boa Viagem está inserida em uma área de clima tropical quente semiárido, com temperatura média de 29° C, e chuvas concentradas de janeiro a abril (FUNCEME, 2021).

A fazenda está localizada as margens da BR 020, km 197, na localidade de São Pedro e dispõe de uma área total de 88 hectares de terra, sendo a maior parte coberta por vegetação nativa do tipo Caatinga. A Figura 14 mostra a área delimitada da fazenda.

Figura 14 - Área delimitada da fazenda



Fonte: Google Maps, 2021

Possui uma infraestrutura básica destinada ao funcionamento da fazenda, com criação de gado e agricultura, dois reservatórios de água, e algumas construções: duas casas de alvenaria, sendo uma delas o local destinado a instalação do sistema de placas FV, um armazém de rações e um curral.

A instalação onde será implementado o sistema trata-se da casa sede da fazenda, que está localizada nas coordenadas de latitude $5^{\circ}10'23.45''S$ e longitude $39^{\circ}45'53.10''O$. Na Figura 15 tem-se a visão aérea do local, com os dados de georreferenciamento, área e imagens obtidas através do software Google Earth PRO.

Figura 15 - Vista Superior da Sede da Fazenda Pantanal



Fonte: Google Maps (2021)

Na Tabela 2 é apresentada a descrição geral do local e suas condições técnicas para a instalação do sistema gerador fotovoltaico.

Tabela 2 - Dados Gerais da Fazenda Pantanal

DADOS GERAIS	
Município/UF	Boa Viagem/CE
Latitude	5°10'23.45"S
Longitude	39°45'53.10"O
Temperatura Média	29° C
Inclinação do Telhado	40% (23°)
Área do Telhado	350 m ²
Tipo do Telhado	Cerâmico
Estrutura do Telhado	Madeira
Tensão de Alimentação	380V trifásico

Fonte: do Autor, 2021

3.2. Estrutura Elétrica da Fazenda

A fazenda é atendida pela rede de baixa tensão da ENEL/CE, sendo o tipo de ligação trifásico a quatro fios, com tensão de alimentação de 220/380V. Apesar de ser um consumidor inserido no grupo B, é alimentado por um transformador exclusivo de 15kVA trifásico.

A instalação elétrica do local é disposta da seguinte forma: A rede da concessionária adentra no terreno ainda em média tensão, 13,8kV, e no próprio poste onde está instalado o transformador localiza-se o medidor de energia, o ramal de entrada desce lateralmente no poste. Efetuada a medição, sobe novamente para ser distribuído via rede aérea de baixa tensão, sendo esta já de propriedade do consumidor, e utilizada para a alimentação das cargas.

A rede aérea é constituída por cabos nu de alumínio com alma de aço, seguindo os padrões utilizados pela própria distribuidora em 1990, ano de construção da rede. A sede é alimentada pelas três fases com neutro, contendo um QGBT de onde derivam os circuitos destinados a alimentação das cargas da casa e dos motores elétricos.

As suas principais cargas de consumo são os motores elétricos utilizados para irrigação, bombeamento de água e no processamento de ração para os animais. Um levantamento completo das cargas instaladas está descrito na Tabela 3.

Tabela 3 - Cargas Instaladas na Propriedade

Quantidade	Tipo de Carga	Potência Individual	Potência Total
02	Motor Trifásico 10CV	7350 W	14700 W
01	Motor Monofásico 1CV	735 W	735 W
28	Lâmpada LED	9 W	252 W
03	Lâmpada Vapor de Sódio	70 W	210 W
01	Lâmpada Vapor de Mercúrio	400 W	400 W
02	Geladeira Duplex	500 W	1000 W
03	Freezer Horizontal	500 W	1500 W
01	Máquina de Lavar	1300 W	1300 W
		Potência Total	20097 W

Fonte: do Autor, 2021

O consumo de energia varia ao longo do ano, sendo influenciado pela utilização da irrigação, que é a maior fonte de consumo da fazenda, na Tabela 4 é apresentado o consumo ao longo do ano de 2020, para a obtenção de um valor médio, que será utilizado no dimensionamento do sistema FV.

Tabela 4 - Padrão de Consumo

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	225
Fevereiro	189
Março	201
Abril	205
Mai	220
Junho	235
Julho	455
Agosto	512
Setembro	601
Outubro	708
Novembro	589
Dezembro	485
<i>Total</i>	4625
<i>Média</i>	385

Fonte: o Autor, 2021

Assim, será adotado o valor médio de 385 kWh/mês. Este valor servirá como base para o desenvolvimento do projeto, pois através dele estima-se a potência necessária do sistema gerador fotovoltaico.

3.3. Análise do tipo de telhado e sombreamento

A sede da fazenda possui um telhado com grande área útil disponível para instalação dos painéis, conforme mostrado na visão aérea da Figura 15, com estrutura física em madeira com capacidade de suportar o aumento de carga sobre as telhas, conforme a metodologia do estudo realizado pela empresa responsável pela vistoria do local, elaboração do orçamento e instalação do sistema de geração FV.

O local objeto de estudo está inserido na zona rural do município, sendo a maior construção em um grande raio ao seu redor, sendo o local isento de sombreamento e tem a possibilidade de instalação das placas fotovoltaicas em qualquer direção.

A maioria dos sistemas fotovoltaicos possuem ângulo de inclinação fixo, assim deve ser adotado algum critério para o posicionamento das placas para maximizar a captação de luz solar. É possível determinar um ângulo através da latitude geográfica para possibilitar uma boa produção média ao longo do ano. Porém, é recomendado adotar um valor mínimo de 10° de angulação para evitar o acúmulo de poeira sobre as placas (VILLALVA, 2015).

O *Installation and Safety Manual of Bosch Solar Modules* traz uma tabela que auxilia na determinação do ângulo de instalação. De acordo com estas informações e o posicionamento geográfico do local, a inclinação adotada será de 10°. As informações estão mostradas na Tabela 5.

Tabela 5 - Escolha do Ângulo de Inclinação do módulo

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: *Installation and Safety Manual of Bosch Solar Modules*

3.4. Análise de Incidência Solar

A incidência da radiação solar é um dos fatores que influenciam consideravelmente na quantidade de energia radiante que será convertida em energia elétrica através das placas solares. Os dados utilizados neste estudo foram obtidos no banco de dados do CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito, através do Software *SunData*, disponível via *web*, que compila os dados e disponibiliza para consulta.

O sistema de busca utiliza as coordenadas do local de interesse para buscar pontos na proximidade que tenham dados disponíveis no Atlas Brasileiro de Energia Solar. Os valores de irradiação solar são apenas orientações para auxiliar no dimensionamento do sistema fotovoltaico, pois são valores consolidados de um histórico de medições que varia ao longo dos anos (CRESESB, 2021).

Para este estudo, foram verificados os valores de irradiância com os painéis planos, e com uma inclinação igual a latitude, e ambos resultaram em uma média muito próxima, sendo a inclinação dos painéis um fator com baixa influência no resultado. Os valores estão descritos na Tabela 6.

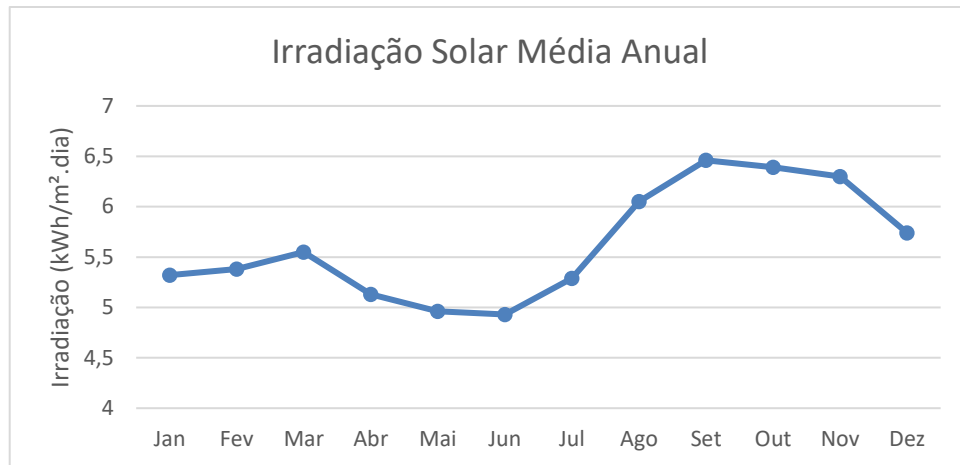
Tabela 6 - Irradiância solar diária média

Mês	Irradiância solar diária média (kWh/m ² .dia)	
	Plano	Inclinado a 5°
Janeiro	5,32	5,16
Fevereiro	5,38	5,28
Março	5,55	5,54
Abril	5,13	5,22
Mai	4,96	5,13
Junho	4,93	5,15
Julho	5,29	5,51
Agosto	6,05	6,22
Setembro	6,46	6,50
Outubro	6,39	6,30
Novembro	6,30	6,12
Dezembro	5,74	5,54
<i>Média</i>	5,62	5,64

Fonte: CRESESB, 2021

Com os valores diários, o programa *SunData* fornece também um gráfico que mostra a variação ao longo do ano, conforme ilustrado na Figura 16, que tem uma diminuição da irradiância solar coincidindo com o período chuvoso na região, que ocorre na primeira metade do ano (FUNCEME, 2021). Coincidentemente, os maiores índices de irradiação estão nos meses onde há um maior consumo de energia na UC, com a ausência de chuvas e a maior necessidade de utilização da bomba de irrigação.

Figura 16 - Variação de Irradiação Solar ao longo do ano



Fonte: Adaptado de CRESESB, 2021

Com os dados fornecidos na Tabela 6 e o gráfico mostrado na Figura 16, é possível observar que os valores não têm uma grande variação ao longo do ano, corroborando com o clima da região e a grande incidência solar, sendo um local com alta eficiência para a instalação de uma central de geração fotovoltaica.

4 DESENVOLVIMENTO TÉCNICO E FINANCEIRO

No presente capítulo será abordada a implementação do projeto de um sistema de geração FV em uma localidade rural, assim como a análise técnica e financeira, fundamentais para a obtenção do melhor resultado para o empreendimento.

4.1. Análise dos Aspectos Técnicos

O dimensionamento do gerador solar FV foi realizado através de cálculos demonstrados nos tópicos seguintes, com suas devidas justificativas apresentadas. Utilizou-se o software PVsyst, que fornece um período de teste de 30 dias na primeira instalação, para obtenção de alguns valores e confrontação de resultados (PVsyst, 2021).

4.1.1. Dimensionamento do Sistema Gerador Fotovoltaico

A metodologia de cálculo utilizada para o dimensionamento da potência nominal do sistema FV tem como referência o estudo de Tirapelle, Mura e Frazão (2013) *apud* Urbanetz (2013). A Equação 4.1 determina a potência nominal do sistema:

$$P_{FV} = \frac{E * G}{H_{tot} * TD} \quad (4.1)$$

Onde:

P_{FV} = Potência do sistema FV (kWp);

E = Consumo médio diário durante o ano (kWh/dia);

G = Irradiância nas condições STC (1 kW/m²);

H_{tot} = Irradiação solar diária incidente nos módulos FV (kWh/m².dia);

TD = Taxa de desempenho do sistema FV, considerando perdas na transformação CC para CA e perdas na condução de potência, usualmente 80%, (URBANETZ JR, 2013).

Assim, com a média de consumo anual, mostrada na Tabela 4, de 4625 kWh, obteve-se o consumo diário dividindo este valor por 365 dias, resultando em um valor médio diário anual $E = 12,68 \text{ kWh/dia}$. A irradiação incidente H_{tot} pode ser obtida na Tabela 6, que indica um valor médio diário de $5,64 \text{ kWh/m}^2\text{.dia}$. Com todos os dados disponíveis, a potência nominal do sistema FV foi calculada na equação 4.2.

$$P_{FV} = \frac{12,68 \cdot 1}{5,64 \cdot 0,80} = 2,81 \text{ kWp} \quad (4.2)$$

Visando atender futuras ampliações nos equipamentos e um aumento no consumo de energia elétrica, além de prever uma folga no sistema, foi adotado um valor arredondado de $P_{FV} = 3 \text{ kWp}$.

4.1.2. Descrição do Sistema Gerador Fotovoltaico Grid-Tie

Para a montagem do sistema FV é necessário descrever os equipamentos e materiais necessários para a instalação. O dimensionamento correto influencia no custo total, no retorno do investimento e consequentemente na viabilidade financeira do projeto (STEFFENS, 2017).

O custo total é definido majoritariamente pelo investimento na compra dos módulos FV e do inversor de tensão, disponíveis no mercado em diversos modelos, que devem ser selecionados de acordo com a potência e com um equilíbrio de custo e benefício.

O módulo FV escolhido, de acordo com os parâmetros de seleção de qualidade e disponibilidade, foi o da fabricante Trina Solar, modelo TSM-DE15M(II), com potência de 405 Wp e eficiência máxima de 20,7 % (Trina Solar, 2020). As informações estão disponíveis no Anexo A.

A quantidade de módulos é estipulada através da razão entre a potência total desejada do sistema FV (3 kWp) e a potência do módulo FV (405 Wp):

$$N_m = \frac{P_{FV}}{P_{m_{fv}}} = \frac{3 \text{ kWp}}{405 \text{ Wp}} = 7,40 \quad (4.3)$$

Em (4.3) N_m representa o número de módulos FV, P_{FV} a potência instalada do gerador solar FV e P_{mfv} a potência nominal do módulo solar a ser utilizado. Dessa forma, através de arredondamento para um valor inteiro, serão necessários 8 módulos de 405 Wp para o atendimento das especificações.

Assim como os módulos FV, os inversores são dimensionados de acordo com a potência instalada do sistema. Com o objetivo de garantir o menor custo e assegurar o correto funcionamento dos inversores, é possível adotar um FDI (Fator de Dimensionamento de Inversores) para ajustar a potência necessária (PINHO; GALDINO, 2014).

Para o projeto em questão, já foi designado uma folga de potência no sistema, sendo desnecessário adotar algum FDI. Assim, foi selecionado um inversor com potência igual a 3 kW, da marca GoodWe, modelo GW-3000XS. As informações estão descritas no Anexo B.

4.1.3. Energia Elétrica Gerada Anualmente – Período de 25 anos

O rendimento energético de um sistema pode ser afetado por diversos fatores, sendo o mais influente a variação da radiação solar. Assim, para determinar a capacidade de geração em um intervalo de tempo muito longo é necessário assumir uma variância desprezível na radiação ao longo desse tempo (RUTHER, 2004).

O fator que sofrerá variação com os efeitos do tempo é a degradação do painel. Segundo o fabricante, durante o primeiro ano de geração o módulo FV sofre um decréscimo de 2,5%, em média, da sua potência nominal. Nos anos seguintes, essa variação poderá ser de, no máximo, 0,6% ao ano. Ao final do período de garantia (25 anos), a queda não deve ultrapassar 16,9%, ou seja, cada painel deve permanecer com aproximadamente 83,1% da sua potência nominal (Trina Solar, 2019).

De acordo com simulação no software PVsyst, considerando o local de instalação, equipamentos e suas perdas, foi obtido uma média de 5326 kWh produzidos no período de um ano. A Tabela 7 demonstra uma estimativa da energia elétrica gerada ao longo de 25 anos de operação do sistema considerando a perda de eficiência dos módulos descrita pelo fabricante.

Tabela 7 - Geração de Energia Elétrica Estimada

Ano	Redução ao ano (%)	Produção (kWh)
1	2,5	5193
2	0,6	5162
3	0,6	5131
4	0,6	5100
5	0,6	5069
6	0,6	5039
7	0,6	5009
8	0,6	4979
9	0,6	4949
10	0,6	4919
11	0,6	4890
12	0,6	4860
13	0,6	4831
14	0,6	4802
15	0,6	4773
16	0,6	4745
17	0,6	4716
18	0,6	4688
19	0,6	4660
20	0,6	4632
21	0,6	4604
22	0,6	4576
23	0,6	4549
24	0,6	4522
25	0,6	4495
Total	15,1 %	120893

Fonte: do Autor, 2021

Considerando as perdas descritas pelo fabricante, ao término do período de 25 anos, aproximadamente 84,9% da potência nominal é mantida, gerando em torno de 120.893 kWh nesse período. A diferença na produção entre o primeiro e o vigésimo quinto ano é de 698 kWh.

4.1.4. Aspectos Construtivos da Instalação do Sistema Gerador Fotovoltaico

Para uma correta elaboração de um projeto, deve-se observar as normas técnicas aplicáveis ao tipo de situação envolvida, materiais e suas especificações. Além disso, devem ser verificadas as particularidades e as etapas de execução e

operação, que podem pôr em risco a segurança e a integridade física do local, trabalhadores e usuários. São recomendadas as projeto solar FV as seguintes normas:

- ABNT NBR 16149:2013: Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- ABNT NBR IEC 62116:2012: Procedimentos de ensaios de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- ABNT NBR 16274:2014: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- ABNT NBR 16612:2017: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho;
- ABNT NBR 5410:2004: Instalações elétricas de baixa tensão;
- PRODIST Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição;
- CNC-OMBR-MAT18-0122-EDBR - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará.

Além disso, cada equipamento traz consigo um manual técnico, com orientações para instalação e manuseio, além das limitações e particularidades de cada fabricante, as quais devem ser observadas com atenção.

4.1.4.1. Orientação e Localização dos Módulos Fotovoltaicos

O módulo FV deve estar posicionado de modo que os raios solares incidam perpendicularmente à superfície do painel, para garantir essa condição durante todo o período ensolarado, pode-se utilizar um sistema seguidor (*tracking system*), um dispositivo capaz de variar a inclinação e rotação dos painéis de acordo com a posição solar, no entanto o alto custo desse sistema e o incremento de manutenção para garantir o bom funcionamento limitam a sua utilização.

Para aplicações em microgeração distribuída, utiliza-se uma regra em que o ângulo de inclinação deve estar próximo ao da latitude, e a orientado,

preferencialmente ao Norte geográfico (MEHLERI et al., 2010). Assim, o desvio azimutal deve tender a zero.

A utilização de estruturas para o aumento de inclinação dos módulos instalados em telhados pode se tornar inviável financeiramente, devido ao aumento dos custos, e tecnicamente, devido a inserção de peso além do necessário sobre a estrutura. Logo, a melhor estratégia é acompanhar a própria inclinação das telhas (VILLALVA, 2015).

O telhado da cobertura da sede da fazenda analisada apresenta uma das suas faces voltada totalmente ao norte geográfico, e conforme simulações no PVsyst, com área suficiente para a instalação de todos os painéis FV necessários (16 m²). A inclinação do telhado é próxima ao necessário, logo o valor adotado será o mínimo (10°), conforme Tabela 5, devido a latitude do local e visando diminuir o acúmulo de poeira sobre as placas.

Assim, não será necessário a adoção de estruturas complexas para a correção de orientação e inclinação, barateando o sistema e evitando riscos com a inserção de peso excessivo sobre a estrutura existente.

4.1.4.2. Definição das Interconexões de Módulos Fotovoltaicos

O inversor de tensão exige valores dentro de um intervalo especificado para funcionar adequadamente, assim, a junção de painéis FV em série (*string*) e/ou paralelo tem por objetivo elevar a tensão e a corrente a níveis que possam ser processados pelo inversor de tensão (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Para este estudo de caso, a unidade geradora de 3 kWp será composta por 8 módulos FV com 405 Wp e um inversor de tensão de 3kW. As especificações técnicas desses equipamentos estão descritas nos Anexos A e B. Para a realização dos cálculos, serão utilizados os valores nas condições nominais de temperatura das células, indicadas pelo índice NOCT ($G_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$, $T_{NOCT} = 20^\circ \text{ C}$ e $W_{NOCT} = 1\text{m/s}$).

O arranjo de conexão dos módulos FV em uma *string* é definido pelas especificações de tensão máxima e mínima na entrada CC do inversor. Essas informações vêm descritas no manual do equipamento e variam de acordo com o fabricante/modelo. Logo:

$$N_{FVmax} = \frac{V_{INVmax}}{VOC_{max}} \quad (4.4)$$

Onde N_{FVmax} é o número máximo de módulos FV na *string*, V_{INVmax} é o valor máximo de tensão CC na entrada do inversor e VOC_{max} é o valor máximo da tensão de circuito aberto. O valor de V_{INVmax} é encontrado na ficha técnica do inversor (Anexo B) e para essa especificação vale 500 V. O valor de VOC_{max} será discutido adiante.

$$N_{FVmin} = \frac{V_{INVmin}}{VOC_{min}} \quad (4.5)$$

Onde N_{FVmin} é o número mínimo de módulos FV na *string*, V_{INVmin} é o valor mínimo de tensão CC na entrada do inversor e VOC_{min} é o valor mínimo da tensão de circuito aberto. O valor de V_{INVmin} é encontrado na ficha técnica do inversor (Anexo B) e para essa especificação vale 75 V. O valor de VOC_{min} será discutido adiante.

A tensão de circuito aberto dos módulos depende da temperatura ambiente em que a placa opera, e deve ser levada em conta para efeitos de cálculo. A tensão é inversamente proporcional a temperatura, ou seja, quanto maior a temperatura, menor a tensão, e vice-versa. As tensões são definidas pela expressão (4.6) (WENHAM et al., 2006):

$$V(T_{FV}) = VOC_{NOCT} * \{ 1 - B * [T_{FV} - T_{FVNOCT}] \} \quad (4.6)$$

Onde B representa o coeficiente de temperatura de circuito aberto e T_{FVNOCT} é a temperatura do módulo FV nas condições NOCT. Ambos os parâmetros são encontrados na ficha técnica do módulo FV (Anexo A) e são $B = - 0,0037^{\circ} C^{-1}$ e $T_{FVNOCT} = 41^{\circ} C$. O valor da irradiação solar G_{FV} vale $1000 W/m^2$, caracterizando o pior cenário.

T_{FV} é encontrado conforme a equação (4.7) (WENHAM et al., 2006):

$$T_{FV} = T_{ambiente} + \frac{T_{FVNOCT} - T_{NOCT}}{G_{NOCT}} * G_{FV} \quad (4.7)$$

O clima na cidade de Boa Viagem tem uma variação ao longo do ano de temperaturas entre 20° C e 37° C, com uma temperatura média de 29° C (FUNCEME, 2021). Estas temperaturas serão consideradas para considerar os cenários de máxima e mínima tensão. Resolvendo as equações (4.6) e (4.7) juntamente com o coeficiente de temperatura do Anexo A, encontramos os valores de $VOC_{max} = 45,50$ V e $VOC_{min} = 42,58$ V.

Aplicando os resultados encontrados em (4.4) e (4.5), tem-se o número máximo de 11 painéis e o número mínimo de 2 painéis em uma *string*. O sistema contará com apenas 1 *string*, logo a quantidade especificada está dentro da faixa de valores permitidos.

O fabricante do inversor especifica uma faixa de operação MPPT, na qual ocorre a máxima transferência de potência dos módulos para a rede de distribuição. Esse valor é determinado pela tensão máxima na STC (Condições de Teste Padrão). Logo:

$$V_{MPPT} = N_{FV} * V_{MP} \quad (4.8)$$

Onde V_{MPPT} representa a tensão de operação MPPT do inversor, N_{FV} é o número de módulos FV em série na *string* e V_{MP} é a tensão nominal dos painéis nas condições STC. De acordo com o Anexo A, $V_{MP} = 40,5$ V.

Portanto, de acordo com (4.8), $V_{MPPT} = 324$ V está dentro do intervalo da faixa de operação MPPT, que varia de 50 V a 450 V, e próximo ao valor da tensão nominal de entrada (360V) mostrando que a escolha de 8 módulos em série na *string* é válida.

Em resumo, o sistema conta com as seguintes especificações:

- Número de módulo (N_{FV}): 8 unidades
- Tensão nominal máxima no STC (V_{MPPT}): 324 V
- Tensão de Circuito Aberto Máxima (VOC_{max}): 364 V
- Corrente nominal máxima no STC (I_{MP}): 10 A
- Corrente de curto circuito (I_{sc}) = 10,52 A

4.1.4.3. Conexão do Quadro de Proteção CC – *String box*

A *string box* tem a função de fornecer a proteção necessária ao circuito CC do sistema FV, servindo também como um ponto em comum para conexão em arranjos com mais de uma *string*. O seu uso é obrigatório para fornecer segurança contra surtos e sobrecargas, além da possibilidade de seccionar o circuito (VILLALVA, 2015).

Os componentes básicos utilizados no sistema de proteção são os fusíveis, que tem a função de proteger algum surto de menor magnitude, os DPS, que protegem contra descargas atmosféricas que venham a causar danos ao inversor, e a chave seccionadora, específica para uso em CC, que permite a abertura do circuito para a realização de manutenções ou isolamento do sistema.

Os dispositivos devem ser escolhidos de acordo com o arranjo do projeto, devendo-se observar as tensões e correntes na entrada da *string box*. Para o projeto deste trabalho, é necessária uma *string box* com no mínimo uma entrada e uma saída. O mercado oferece soluções com caixas pré-montadas, permitindo maior rapidez e facilitando a instalação. Para a composição da *string box*, temos os seguintes dados:

- Número de módulos: 1 *string* de 8 módulos
- Tensão Nominal Máxima das Strings: 324 V
- Tensão Circuito Aberto Máxima ($V_{OC_{max}}$): 364 V
- Corrente Nominal Máxima da *String* no STC: 10 A
- Corrente de Curto-Circuito das Strings: 10,52 A
- Potência Nominal Máxima das Strings: 3240 Wp

Com os dados listados anteriormente, há a necessidade dos seguintes componentes para constituir a *string box*:

- Fusível 10 A (um para cada polo);
- DPS Classe II 40 kA 1000 Vcc;
- Chave Seccionadora CC 1000 Vcc 32 A.

Estes componentes devem ser interconectados em uma caixa de proteção IP65. Recomenda-se o uso da *string box* modelo CLAMPER Solar SB 1000 18kA 1E/1S (Anexo C).

4.1.4.4. Conexão do Quadro de Proteção CA

O circuito CA entre a saída do inversor e o quadro de distribuição deve contar com dispositivos de proteção, assim como a *string box* do lado CC, afim de proteger o inversor de surtos provenientes da rede e prover um modo de desconexão do circuito. Neste caso são utilizados disjuntores termomagnéticos e DPS para aplicação CA.

A escolha dos dispositivos de proteção está relacionada com as características de saída do inversor. O Anexo B contém as informações necessárias para o correto dimensionamento. O inversor referenciado dispõe de uma conexão com a rede de distribuição com ligação monofásica, além da proteção (terra) e o neutro. A corrente de saída é no máximo 14,3 A conforme as especificações do equipamento.

A tensão da rede entre fase-neutro no sistema elétrico do Ceará é 220 V, compatível com a tensão de saída do inversor, sendo dispensável a utilização de transformadores. Com os dados descritos, para o quadro de proteção CA são necessários os seguintes componentes:

- Disjuntor termomagnético 20 A - MDWH-C20-1;
- DPS Classe II 45kA 275 V CA - SPWC-275-45.

Os equipamentos devem ser instalados em uma caixa de interconexão com grau de proteção IP65.

4.1.4.5. Dimensionamento dos Condutores

As instalações elétricas de baixa tensão devem seguir premissas especificadas em norma pra garantir a longevidade e segurança dos seus componentes e não trazer riscos as pessoas e animais. A norma ABNT 5410:2004 traz todas as informações necessária para o correto dimensionamento dos condutores elétricos, que pode ser

realizado de diversas maneiras. Neste trabalho será adotado o critério de condução de corrente.

A norma traz diversos métodos de instalação dos condutores, que devem ser observados com cuidado para a análise correta dos valores obtidos nos cálculos. O método de referência B1 abrange os condutores instalados em eletroduto fechado, embutido em parede de alvenaria ou aparente e com isso será o método adotado no dimensionamento.

Conforme mostrado na seção 4.1.4.2., a corrente que circula no trecho CC da instalação é de apenas 10 A, e a tensão máxima é 364 V. Todos os módulos serão instalados em apenas uma *string* não havendo assim nenhum somatório de correntes. Logo, a mesma especificação atenderá o trecho desde a interconexão dos painéis FV com a *string box* e a ligação na entrada do inversor.

Para a instalação deste trecho será utilizado o Cabo CC Unipolar flexível NH 6 mm², que atende com folga a especificação de corrente do trecho e é designado para o uso em instalação de placas FV, com proteção especial resistente a intempéries (Prysmian, 2021).

Para a ligação em CA, entre o inversor e quadro de distribuição, passando pelo quadro de proteção CA, os cabos devem ser dimensionados de acordo com as especificações de tensão e corrente na saída do inversor, disponíveis no Anexo B. A tensão nominal de saída é igual a 230 V, e a corrente máxima de saída é de 14,3 A, logo poderão ser utilizados cabos com isolação PVC 750 V. Segundo as diretrizes da NBR 5410:2004, os condutores de fase, neutro e proteção requerem cabo com dimensão mínima de 2,5mm² (Tabela 36, NBR 5410:2004).

Todos os cabos devem ser instalados em eletroduto antichama, com especificação compatível com a quantidade de cabos em seu interior, conforme as normas vigentes. Recomenda-se uma ocupação máxima de 40% no interior do eletroduto (NBR 5410: 2004). As cores dos cabos devem seguir um padrão afim de facilitar futuras manutenções no sistema. A Tabela 8 traz um resumo das especificações.

Tabela 8 - Especificação dos condutores

Corrente	Condutor	Cor	Seção Nominal	Tipo
Contínua	Positivo +	Vermelho	6,0 mm ²	Cabo Solar Afumex 1kV
Contínua	Negativo -	Preto	6,0 mm ²	Cabo Solar Afumex 1kV
Contínua	Proteção PE	Verde	6,0 mm ²	PVC 750 V
Alternada	Proteção PE	Verde	2,5 mm ²	PVC 750 V
Alternada	Fase	Branco	2,5 mm ²	PVC 750 V
Alternada	Neutro	Azul	2,5 mm ²	PVC 750 V

Fonte: do Autor, 2021

4.1.4.6. Sistema de Aterramento

O sistema de aterramento é indispensável em projetos FV, com o objetivo de garantir a segurança, prevenir surtos de tensão e choques elétricos. O aterramento tem como função criar um caminho de baixa resistência para o escoamento da corrente elétrica a terra em caso de contatos acidentais, falhas no isolamento dos equipamentos e/ou partes da instalação e na ocorrência de surtos.

A NBR 5410:2004 traz algumas diretrizes que devem ser seguidas na execução do sistema de aterramento. É recomendado a ausência de emendas ou qualquer dispositivo de seccionamento nos cabos de proteção/aterramento e a utilização de hastes cobreadas de no mínimo 2,4 metros de comprimento em quantidade suficiente para garantir uma baixa resistência no sistema.

No ato da instalação do sistema de geração FV, o sistema de proteção da instalação elétrica existente deve ser revisado, e caso necessário, readequado para atender os padrões vigentes de segurança.

4.1.5. Documentação Exigida pela Concessionária

A ANEEL através do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, trata da interligação de sistemas de micro e minigeração na rede de distribuição. Este módulo traz as orientações sobre

os procedimentos a serem seguidos, exigência de projetos e a documentação a ser exigida pelas empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

No estado do Ceará, a concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica é a ENEL-CE, que possui suas próprias normas de conexão. A especificação técnica de conexão CNC-OMBR-MAT18-0122-EDBR traz os requisitos da conexão de micro e minigeradores de energia ao sistema elétrico de distribuição. A documentação exigida para microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10kW está descrita no tópico 6.4.2.1. da especificação técnica nº 122 (ENEL-CE) e transcrita abaixo:

6.4.2.1. Solicitação de Acesso para Microgeração Distribuída com Potência Igual ou Inferior a 10 kW

a) Solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10 kW (Anexo A);

b) ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração;

c) Diagrama unifilar contemplando Geração / Proteção (inversor, se for o caso) / Medição e memorial descritivo da instalação;

d) Certificado de conformidade do (s) inversor (es) ou número de registro da concessão do Inmetro do (s) inversor (es) para a tensão nominal de conexão com a rede;

e) Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da Aneel: www.aneel.gov.br/scg

f) Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012;

g) Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver);

h) Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver).

4.2. Análise dos Aspectos Financeiros

A análise financeira a ser realizada neste trabalho depende essencialmente do índice de inflação (IPCA) e de taxas de atratividade, que neste estudo de caso, estão atreladas aos rendimentos da poupança. A metodologia aplicada para a definição destes parâmetros está na obtenção da média aritmética de um período de 10 anos (STEFFENS, 2017).

O IPCA é o índice utilizado pelo governo para determinar a inflação no país., contabilizado pelo Sistema Nacional de Preços ao Consumidor, o qual analisa o comportamento dos preços de produtos e serviços mensalmente. O IBGE faz um levantamento mensal, em 13 áreas urbanas do País, de, aproximadamente, 430 mil preços em 30 mil locais. No final de cada ano, calcula-se o índice acumulado, que representa a variação média nos preços ao longo do ano (IBGE, 2021). A Tabela 9 exhibe estes índices para os últimos 10 anos.

Tabela 9 - Taxa do IPCA acumulado anual

Ano	Taxa
2011	5,91%
2012	5,84%
2013	5,91%
2014	6,41%
2015	10,67%
2016	6,29%
2017	2,95%
2018	3,75%
2019	4,31%
2020	4,52%
Média	5,66%

Fonte: Portal Brasil, 2021

O governo federal usa o IPCA como o índice oficial de inflação do Brasil. Portanto, o índice serve de referência para as metas de inflação e para as alterações na taxa de juros. Desta forma, a taxa de inflação acumulada obtida através da média aritmética do IPCA é de 5,66 %, que será considerada estável por um período de 25 anos para efeitos de cálculo.

A Taxa de Atratividade é um índice importante na avaliação de qualquer investimento ou financiamento, pois representa o mínimo esperado de retorno financeiro que uma aplicação deve trazer para tornar-se viável. Este índice pode ser obtido de diversas maneiras, dependendo da forma a qual o investidor deseja equiparar o seu investimento (SAMANEZ, 2009).

Para este estudo de caso, a taxa de rendimento da poupança será a base para a obtenção da taxa de atratividade, pois é um investimento fácil, prático e seguro, apesar da baixa rentabilidade. O rendimento médio anual dos últimos 10 anos é mostrado na Tabela 10.

Tabela 10 - Taxa do rendimento da poupança acumulado anual

Ano	Taxa
2011	7,50%
2012	6,58%
2013	6,32%
2014	7,02%
2015	7,94%
2016	8,35%
2017	6,89%
2018	4,68%
2019	4,34%
2020	2,11%
Média	6,17%

Fonte: Portal Brasil, 2021

Portanto, a taxa de atratividade será de 6,17 %, conforme a média obtida através dos índices de rendimento da poupança na última década.

4.2.1. Custos do Sistema Gerador Fotovoltaico

O custo inicial da instalação do sistema FV é o fator determinante na análise financeira, e engloba o todos os itens necessários para o funcionamento pleno do sistema, desde a aquisição dos materiais e equipamentos até a instalação e licenciamento do sistema junto a concessionária de energia elétrica. A Tabela 11 apresenta uma estimativa obtida no mês de fevereiro de 2021 para o custo total do empreendimento.

Tabela 11 - Custos do Sistema Gerador FV

Quantidade	Item	Valor (R\$)
08	Painel Solar Fotovoltaico Trina Solar 405 Wp	7360,00
01	Inversor Grid-Tie Monofásico 220 V GoodWe GW3000 XS	4600,00
02	Estrutura para Telhado Cerâmico 08 módulos em retrato	3200,00
02	Par Conector MC4 6 mm ²	25,00
25	Cabo CC Unipolar flexível NH 6mm ² Preto - Prysmian	125,00
25	Cabo CC Unipolar flexível NH 6mm ² Vermelho - Prysmian	125,00
01	<i>String Box</i> CLAMPER Solar SB 1000 18kA 1E/1S	700,00
01	Protetor surto CA SPW275-45	80,00
01	Disjuntor CA MDWH-C20-2	130,00
01	Quadro de distribuição QDW02-4 FS	35,00
50	Cabo PVC 750 V 2,5 mm ² - Prysmian	120,00
	Subtotal	R\$ 16.500,00
-	Transporte + Projeto + Documentação + Mão de Obra	
	Subtotal	R\$ 3.500,00
	Total	R\$ 20.000,00

Fonte: Adaptado de Portal Solar, 2021

O valor apresentado na Tabela 11 é uma estimativa do investimento inicial necessário, e representa o valor base que será utilizado na análise de viabilidade financeira.

4.2.2. Custos de Manutenção

Os custos de manutenção de um sistema FV instalado corretamente são praticamente nulos pela ausência de partes móveis que necessitam de revisões constantes. As manutenções em curto prazo se resumem em limpeza dos painéis FV,

que podem ser executadas pelo proprietário do sistema, sendo desnecessária mão de obra especializada. Porém, quando instalados com uma inclinação mínima recomendada, a própria chuva se encarrega de fazer a retirada da poeira acumulada (NASCIMENTO, 2013).

No presente estudo, considera-se que os painéis FV terão vida útil mínima de 25 anos e o inversor de tensão terá vida útil de 10 anos, períodos coincidentes com a garantia oferecida pelos fabricantes. Assim, os cálculos financeiros serão realizados considerando a troca do inversor duas vezes, no ano 10 e no ano 20 de operação (MELO, 2020).

Considerando os valores atuais (março de 2021), o inversor GoodWe GW3000-XS custa aproximadamente R\$ 4.600,00 que, reajustado seguindo a taxa média calculada do IPCA de 5,85 % e assumindo a compra de um modelo igual ou equivalente, custará R\$ 7.844,92 no ano 10 e R\$ 14.276,01 no ano 20 (BCB, 21). Estes valores serão contabilizados no cálculo da viabilidade financeira.

4.2.3. Análise do Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa registra os desembolsos e os retornos financeiros em uma operação, ou seja, as despesas e as receitas, possibilitando a criação de um gráfico para facilitar a visualização (SAMANEZ, 2009).

O custo inicial não necessita de reajuste, pois foi estimado no presente e representa o valor desembolsado na compra e instalação do sistema de geração FV. Porém, os valores de desembolso e retorno representam projeções futuras, necessitando de reajustes baseados nas condições de inflação expostas anteriormente.

Os reembolsos deste estudo são representados pela economia gerada com o abatimento nas faturas de energia elétrica, de acordo com as tarifas vigentes em março de 2021 da ENEL/CE, para o grupo B2 - Rural. Com os dados da Tabela 7, é possível obter os valores de reembolso anual, exibidos na Tabela 12.

Tabela 12 - Reembolso anual estimado

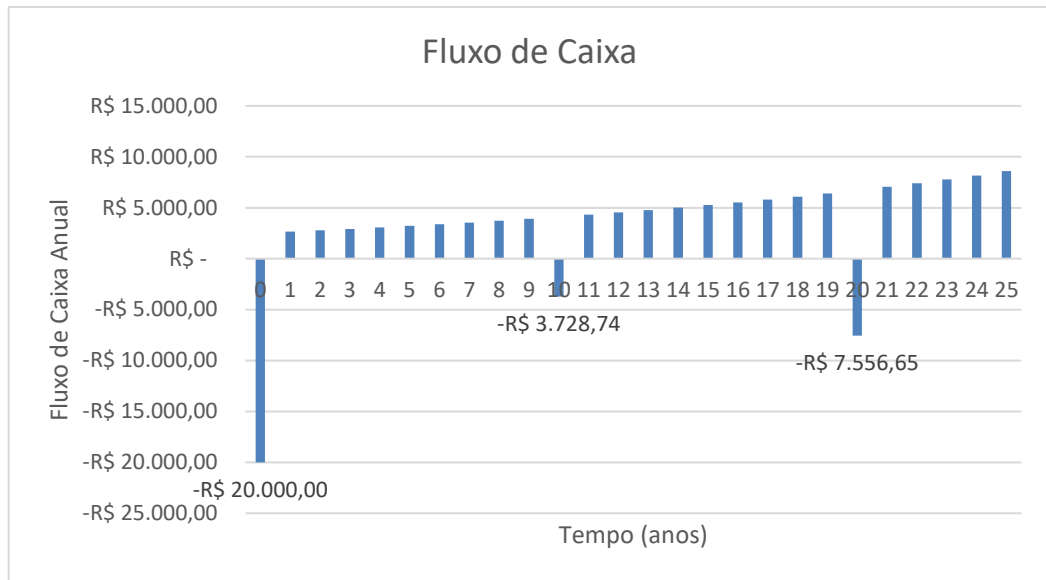
Ano	Preço do kWh (R\$)	Produção (kWh)	Reembolso (R\$)
1	0,51	5193	2648,43
2	0,54	5162	2781,52
3	0,57	5131	2921,19
4	0,60	5100	3067,77
5	0,64	5069	3221,58
6	0,67	5039	3383,65
7	0,71	5009	3553,74
8	0,75	4979	3732,26
9	0,79	4949	3919,59
10	0,84	4919	4116,18
11	0,88	4890	4323,35
12	0,93	4860	4539,86
13	0,99	4831	4768,01
14	1,04	4802	5007,45
15	1,10	4773	5258,72
16	1,16	4745	5523,56
17	1,23	4716	5800,30
18	1,30	4688	6091,98
19	1,37	4660	6398,10
20	1,45	4632	6719,36
21	1,53	4604	7056,49
22	1,62	4576	7410,26
23	1,71	4549	7783,19
24	1,81	4522	8174,60
25	1,91	4495	8585,39

Fonte: do Autor, 2021

Os desembolsos são representados pelo custo de aquisição e instalação do sistema FV e pelos custos de manutenção mostrados no tópico 4.2.2., e ocorrem nos anos 0, 10 e 20.

O preço médio do kWh foi reajustado de acordo com a taxa de inflação média, obtida na Tabela 9, de 5,66 % a.a.. Considerando as saídas referentes ao investimento inicial e as manutenções juntamente ao valor do reembolso com a produção de energia elétrica, obtém-se o fluxo de caixa utilizado no cálculo de *Payback*, VPL e ROI (MELO, 2020). Os resultados obtidos para o Fluxo de Caixa podem ser observados graficamente através da Figura 17.

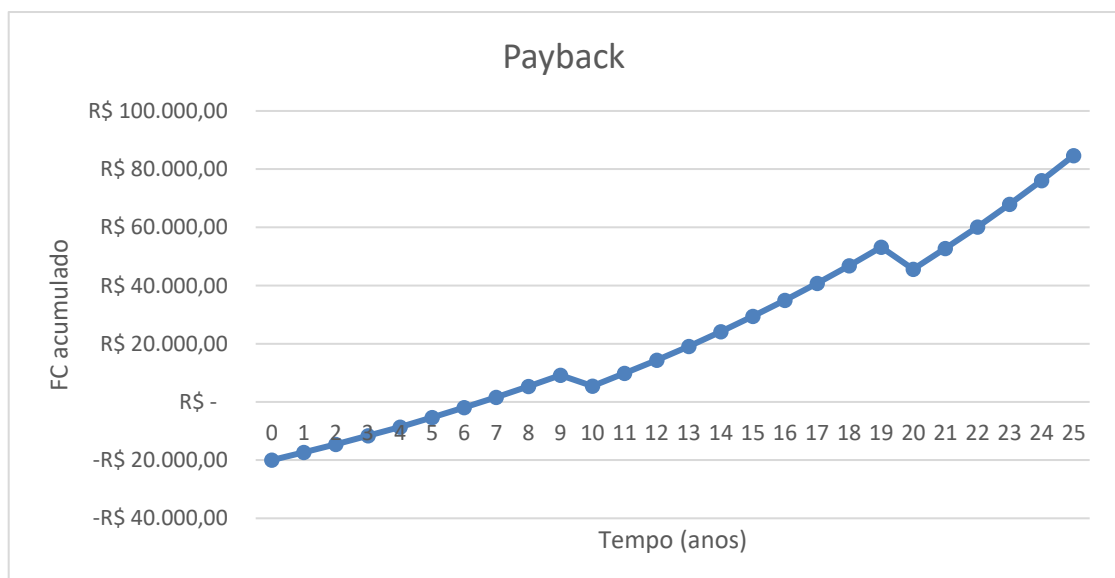
Figura 17 - Fluxo de Caixa



Fonte: do Autor, 2021

4.2.4. Análise do *Payback* Simples

O tempo necessário para que o investimento inicial seja liquidado pode ser estimado utilizando os dados obtidos na análise do Fluxo de Caixa. Conforme (2.4), ao realizar o fluxo de caixa acumulado ao longo dos anos, obtém-se a curva mostrada na Figura 18.

Figura 18 - *Payback*

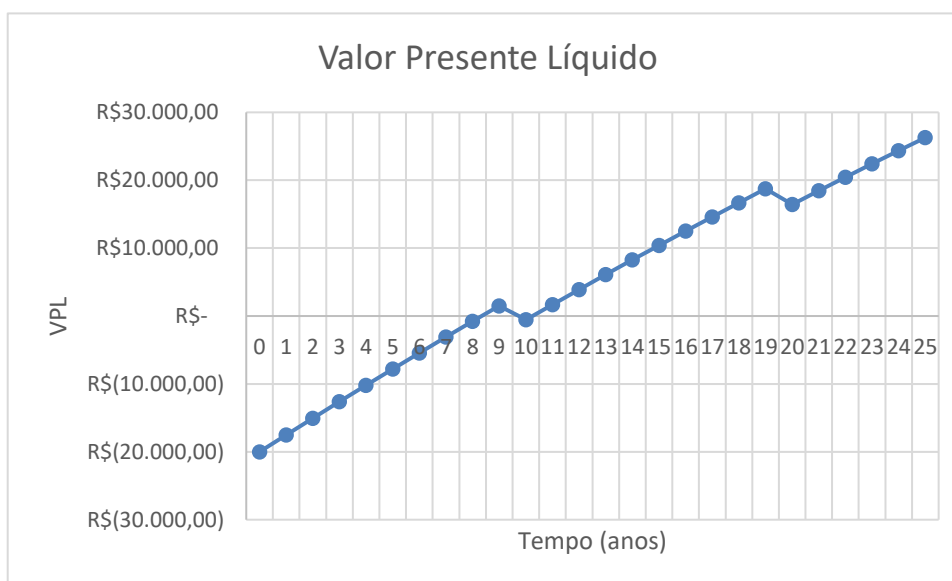
Fonte: do Autor, 2021

Através da análise gráfica da Figura 18, é possível observar que a curva cruza o eixo temporal entre os anos 6 e 7. Os fluxos de caixa acumulados no 6º e 7º ano de operação são, respectivamente R\$ -1.975,85 e R\$ 1.577,89. Assim, é observado que o investimento inicial é liquidado nesse período. Conforme já explanado anteriormente, os decréscimos observados nos anos 10 e 20 são decorrentes do custo de manutenção com a troca dos inversores.

4.2.5. Análise do Valor Presente Líquido (VPL)

A análise do VPL ocorre de maneira diferente do *payback*, pois apresenta a viabilidade em médio prazo, e leva em conta o reajuste do Fluxo de Caixa pela taxa de atratividade, que neste estudo é de 6,17 % a.a.. A Figura 19 apresenta o gráfico resultante da análise pelo método do VPL.

Figura 19 - Valor Presente Líquido



Fonte: do Autor, 2021

O resultado positivo do VPL ao fim do período determinado indica um retorno acima da taxa de atratividade, ou seja, indica um investimento viável. Analisando o gráfico da Figura 19, conclui-se que a partir do 10º ano de operação o investimento garantirá a rentabilidade que a poupança seria capaz de oferecer, e partir daí torna-se mais atrativo.

Entretanto, esta conclusão não leva em conta outros ganhos, como a valorização do imóvel, a não variabilidade do preço do kWh por bandeiras tarifárias e benefícios socioambientais como um produtor de energia limpa.

4.2.6. Análise do Retorno sobre Investimento (ROI)

O ROI é um parâmetro que serve para analisar o retorno sobre qualquer tipo de investimento, e diferente das análises anteriores, não é um indicador de viabilidade, e sim uma estimativa de ganhos. A análise é demonstrada na Figura 20.

Figura 20 - Retorno sobre o Investimento



Fonte: do Autor, 2021

O formato do gráfico é similar ao visto anteriormente na análise do *payback*, com o investimento inicial retornando entre os anos 6 e 7. A partir deste ponto, todo valor é visto como ganho sobre investimento, e tende a ser crescente, com quedas nos anos 10 e 20, por causa dos gastos decorrentes da troca do inversor. Ao final dos 25 anos, considerando todos os ganhos e gastos planejados, o ROI estará estimado em 201 % acima do que foi investido.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho tem por objetivo dimensionar e analisar a viabilidade técnica e financeira de um projeto de geração solar FV instalado em uma fazenda no interior do Ceará, no município de Boa Viagem. O sistema proposto tem por finalidade abater 100% da fatura de energia elétrica, com folga no dimensionamento prevendo futuras ampliações no consumo e um possível autoconsumo remoto.

O dimensionamento do sistema foi realizado de acordo com o histórico anual de consumo de energia elétrica da unidade. Com base nessas informações foram calculadas as informações necessárias do sistema FV, como capacidade de geração e os parâmetros relacionados a análise de viabilidade financeira do investimento.

Para o estudo em questão, chegou-se ao valor de 3 kWp de potência instalada do sistema gerador, sendo enquadrado como um sistema de microgeração, conectado à rede da distribuidora local em tensão monofásica de 220 V. O conjunto gerador foi dimensionado com 8 módulos FV de 405 Wp e um inversor de tensão de 3kWp.

Este trabalho foi desenvolvido observando-se as normas técnicas relacionadas ao sistema FV, aos materiais utilizados na instalação e conexão à rede, com o objetivo de garantir a segurança, durabilidade, e o correto funcionamento dos equipamentos, sem o risco de sobrecargas e com sistema de proteção adequado.

Com relação à análise da viabilidade financeira do projeto, foram obtidos valores satisfatórios, com um *payback* de 6,7 anos, ligeiramente maior que o comumente encontrado em outros sistemas, devido à classe tarifária B2 - Rural, que tem um valor por kWh 35 % menor que a classe B1 - Residencial Normal. A geração anual estimada do sistema foi de 5193 kWh no primeiro ano, e foi calculada nos anos seguintes de acordo com os índices de desgaste fornecidos pelo fabricante das placas e o custo do kWh foi reajustado de acordo com a taxa média de inflação da última década, de 5,66 % a.a..

Para o cálculo do VPL, os valores futuros obtidos através da compensação de energia foram reajustados através de uma taxa de atratividade igual ao retorno médio da poupança nos últimos 10 anos, de 6,17 a.a., e foram encontrados valores

satisfatórios ao fim do período de análise, com resultados positivos que tornam o investimento viável.

O compilado de todos os resultados pode ser considerado satisfatório, com todas as análises provando ser um investimento viável e lucrativo a médio prazo. Além disso, pode-se ressaltar os ganhos indiretos, como a valorização do imóvel e a adoção de um sistema de geração ambientalmente correto, com um comportamento sustentável compatível com o local onde será instalado.

5.1. Sugestões para Trabalhos Futuros

Alguns estudos podem ser desenvolvidos de modo a fornecer outras análises de implementação de sistemas FV, além de outras formas de geração. Abaixo são listadas algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Estudo de implementação de uma usina solar que supra o consumo de todas as UC do cliente por autoconsumo remoto ou geração compartilhada;
- Estudo de discrepância das perdas reais calculadas a partir de dados coletados em campo e dos dados fornecidos na simulação computacional via PVsyst;
- Estudo sobre o impacto da conexão de sistemas de Geração Compartilhada em redes de distribuição na zona rural.

REFERÊNCIAS

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 16690: Instalações Elétricas de Arranjos Fotovoltaicos — Requisitos de Projeto**. Rio de Janeiro, 2019.

ABSOLAR. **Infográfico ABSOLAR**. 2021. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acessado em 14/02/2021.

ADECE. **Atlas Eólico e Solar do Ceará**, 2019. Disponível em: <<http://atlas.adece.ce.gov.br/ebook/files/Atlas-Eolico-Solar-Ceara-2019.pdf>> Acessado em 27/02/2021.

ALBUQUERQUE. M. K. O. **Estudo de viabilidade para implementação de um sistema fotovoltaico em um parque de abastecimento de aeronaves em Fortaleza/CE**. 105 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2020.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**. [S.l.], abr. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acessado em 14/02/2021.

ANEEL. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. 2.ed. Brasília, DF, maio 2016.

ARAÚJO, A. J. N.; RANK, N. I.; BUENO, T. B. A. **Análise dos Fatores de Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica em Curitiba**. 85 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

ASSAF Neto, Alexandre - **Finanças corporativas e valor**: 5ª ed. - São Paulo: Atlas, 2010

BCB. **Calculadora do Cidadão**, 2021. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAOPUBLICO/calcularValorFuturoCapital.do>> Acessado em 05/03/2021.

BOA VIAGEM. In: **Wikipédia: a enciclopédia livre**. Disponível em: <[https://pt.wikipedia.org/wiki/Boa_Viagem_\(Ceara\)](https://pt.wikipedia.org/wiki/Boa_Viagem_(Ceara))> Acessado em 26/02/2021.

BORGES NETO, M. R. CARVALHO, P. C. M. **Geração de Energia Elétrica: fundamentos**. 1ª ed. São Paulo, SP: Érica, 2012. ISBN 978-85-365-0422-3.

BOSCH. **Installation and Safety Manual of Bosch Solar Modules**, 2018. Disponível em: <<http://www.bosch-solarenergy.de>> Acessado em 27/02/2021.

CANADIAN. **Inversor CC-CA**. 2021. Disponível em: < www.canadiansolar.com> Acessado em 16/01/2021.

CANAL ENERGIA. **GD atinge 4 GW de potência instalada no Brasil**, novembro de 2020. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53152925/gd-atinge-4-gw-de-potencia-instalada-no-brasil>> Acessado em 15/01/2021.

CLAMPER. **String Box Clamper Solar**. 2021. Disponível em: <www.lojaclamper.com> Acessado em 16/01/2021.

CRESESB. **Potencial Solar Sun Data v 3.0**. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>Acessado em 14/02/2021.

ELETRA ENERGY SOLUTIONS. **Medidor Bidirecional Cronos 7023L**. 2021. Disponível em: <<http://www.eletraenergy.com/br/portifolio/20-medidores-de-energia/medidores-residenciais/linha-cronos/24-cronos-7023>> Acessado em 16/01/2021.

ENEL. ENEL Distribuição Ceará. **Especificação Técnica nº 122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará**. 2018. Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/ce/documentos/CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR.pdf>> Acessado em 20/02/2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional**. 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>> Acessado em 20/03/2021.

FUNCEME. **Sistemas de Informação**, 2021. Disponível em: <<http://www.funceme.br/>> Acessado em 26/02/2021.

GOODWE. **Inversor GW3000-XS**, 2021. Disponível em: <https://br.goodwe.com/Public/Uploads/productsbr/pdf/GW_XS_Datasheet-PT.pdf> Acessado em 01/03/2021

GOOGLE. **Google Earth PRO**, 2021. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps>> Acessado em 26/02/2021.

IBGE. **Dados dos Municípios: Boa Viagem/CE**, 2018. Disponível em: <<https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/dtbs/ceara/boaviagem.pdf>> Acessado em 26/02/2021.

IBGE. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor**, 2021. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html>> Acessado em 04/03/2021.

INFOSOLARIS. **Diferença entre módulos monocristalino e policristalino**. 2018. Disponível em: <<https://infosolaris.com.br/2018/05/voce-sabe-a-diferenca-entre-modulos-monocristalinos-e-policristalinos/>>. Acessado em 16/01/2021

INMETRO. Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **PBE – Orientações Gerais para Fabricantes e Importadores sobre a Regulamentação de Equipamentos para Geração de Energia Fotovoltaica**. 2011. Disponível em: <<https://www2.inmetro.gov.br/pbe/>> Acessado em 16/01/2021.

LIRA, M. A. T.; SILVA, E. M. Da; ALVES, J. M. B. **Estimativa dos recursos eólicos no litoral cearense usando a teoria da regressão linear**, Revista Brasileira de Meteorologia, vol. 26, nº 3, 2011.

MEHLERI, E. et al. **Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays**. Elsevier, nov. 2010.

MELO, F. C. **Análise de viabilidade técnica e econômica de um projeto fotovoltaico. Estudo de caso: Estádio Aderbal Ramos da Silva**. Monografia (Graduação) - UFSC, Florianópolis, SC, 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**, 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acessado em 14/01/2021.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições atuais e perspectiva do futuro**. Dissertação (Mestrado) - USP, São Paulo, SP, 2014.

NASCIMENTO, L. R. **A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública**. Dissertação (Mestrado) - UFSC, Florianópolis, SC, 2013.

NEOSOLAR, **Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**, 2021. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>> Acessado em 27/02/2021.

NREL. **Glossary of solar radiation resource terms: National Renewable Energy Laboratory**. 2017. Disponível em: <<https://www.nrel.gov>>. Acessado em 27/02/2021.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª ed., São José dos Campos, SP: INPE, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL – CRESESB, edição revisada e atualizada. Rio de Janeiro, RJ: CEPEL/CRESESB, 2014.

PORTAL BRASIL. **Caderneta de Poupança – Índices Gerais**. 2021. Disponível em: <https://www.portalbrasil.net/poupanca_mensal/> Acessado em 03/03/2021

PORTAL BRASIL. **Índice geral de preços do mercado – IGP-M**. 2021. Disponível em: <<https://www.portalbrasil.net/igpm/>> Acessado em 03/03/2021

PORTAL SOLAR. **Kit Energia Solar Fotovoltaica GOODWE 3,24 KWp - Telha Cerâmica**, 2021. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/loja/produtos/kit-energia-solar-fotovoltaica-goodwe-3-24-kwp-telha-ceramica-por-goo-00324-tri-405-111>> Acessado em 28/02/2021

PORTAL SOLAR. **Vantagens e Desvantagens da Energia Solar**, 2021. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/vantagens-e-desvantagens-da-energia-solar.html>> Acessado em 27/02/2021.

PRYSMIAN. **Cabo Afumex Solar**. 2021. Disponível em: <https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/SO_001_01_PT_Afumex_Solar.pdf> Acessado em 02/03/2021.

PVSYST. **PVsys Photovoltaic Software**, 2021. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/>> Acessado em: 01/03/2021.

REBELATTO, Daisy – **Projeto de Investimento**: 1ª ed. – Barueri: Manole, 2004.

RUTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. [S.l.]: LABSOLAR, 2004.

SAMANEZ, C. P. **Engenharia Econômica**. São Paulo: Pearson, 2009

SOUSA, M. L. A. **Uso de bombeamento fotovoltaico para irrigação de unidades de produção agrícola de pequeno porte**. 78 p. Monografia (Graduação) - UFC, Fortaleza, CE, 2014.

SOUZA, Ronilson di. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica – Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares**. Blue Sol Energia Solar. Ribeirão Preto, SP, 2016.

STEFFENS, E. **Microgeração Solar Distribuída: Estudo de Caso Técnico e Econômico para Aviários em Águas Mornas - SC**. Monografia (Graduação) - UFSC, Florianópolis, SC, 2017.

TIRAPELLE, G. A. H.; MURA, L. B.; FRAZÃO, L. **Análise da Viabilidade Técnica de Painéis Solares Fotovoltaicos Conectados à Rede, com Backup de Energia, Instalados em Postos de Combustíveis**. 145 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Industrial Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

TRINA. **Datasheet Módulo Trina Solar 405 W**. 2019. Disponível em: <www.trinasolar.com> Acessado em 02/03/2021.

UOL. **Seca leva hidrelétricas a menor nível desde 2014**, 2019. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/reuters/2019/12/26/seca-leva-hidreletricas-a-menor-nivel-desde-2014-mas-analistas-descartam-acionamento.htm>> Acessado em 15/01/2021.

URBANETZ JR, J. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia elétrica e Análise dos Parâmetros que Possam Afetar a Conectividade**. Tese de Doutorado (Engenharia Civil) Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2010.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012. ISBN 978-85-365-0416-2.

VILLALVA, M. G.; **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015. ISBN 978-85-365-1854-1.

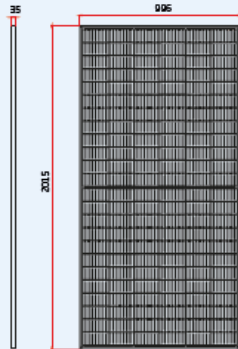
WENHAM, S. R. et al. **Applied Photovoltaics**. [S.l.]: Earthscan, 2006. ISBN 1844074013.

Anexo A – Ficha Técnica Módulo Trina Solar TSM-DE15M(II) – 405 Wp

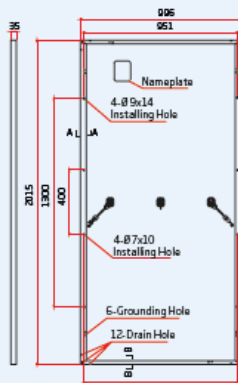


TSM-DE15M(II)

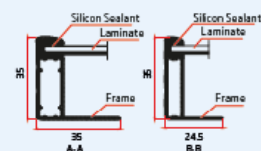
DIMENSIONS OF PV MODULE TSM-DE15M(II) (unit: mm)



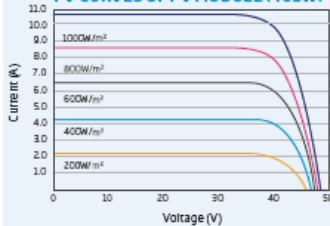
Front View



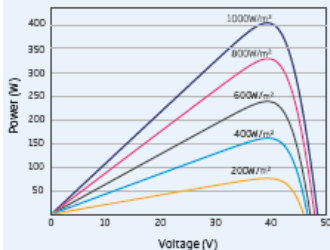
Back View (Portrait)



I-V CURVES OF PV MODULE (405W)



P-V CURVES OF PV MODULE (405W)



ELECTRICAL DATA @ STC

	TSM-390 DE15M(II)	TSM-395 DE15M(II)	TSM-400 DE15M(II)	TSM-405 DE15M(II)	TSM-410 DE15M(II)	TSM-415 DE15M(II)
Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	390	395	400	405	410	415
Power Output Tolerance- P_{max} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- U_{MP} (V)	40.0	40.1	40.3	40.5	40.7	40.9
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	9.75	9.86	9.92	10.0	10.07	10.15
Open Circuit Voltage- U_{oc} (V)	48.5	48.7	49.0	49.2	49.4	49.6
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	10.30	10.37	10.45	10.52	10.59	10.66
Module Efficiency η_m (%)	19.4	19.7	19.9	20.2	20.4	20.7

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM1.5
*Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA @ NMOT

	TSM-390 DE15M(II)	TSM-395 DE15M(II)	TSM-400 DE15M(II)	TSM-405 DE15M(II)	TSM-410 DE15M(II)	TSM-415 DE15M(II)
Maximum Power- P_{max} (Wp)	295	299	302	306	310	314
Maximum Power Voltage- U_{MP} (V)	37.6	37.8	38.0	38.2	38.4	38.6
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	7.84	7.90	7.95	8.01	8.07	8.13
Open Circuit Voltage- U_{oc} (V)	45.7	45.9	46.2	46.4	46.6	46.8
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	8.30	8.36	8.42	8.47	8.53	8.58

NMOT: Irradiance 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 x 24)
Module Dimensions	2015 x 996 x 35 mm
Weight	22.0 kg
Glass	3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Cable 4.0mm ² , Portrait: N 140mm/P 285mm, Landscape: N 1400 mm/P 1400 mm
Connector	TS4

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3K)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.36%/K
Temperature Coefficient of U_{oc}	-0.26%/K
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/K

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 to +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A
Snow Load	5400 Pa (3600 Pa*)
Wind Load	2400 Pa (1600 Pa*)

*design load with safety factor 1.5
(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

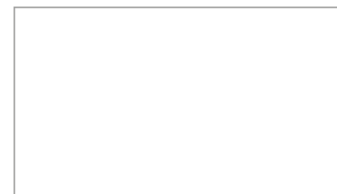
PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box:	30 pieces
Modules per 40' container:	660 pieces

WARRANTY

- 10 year Product Workmanship Warranty
- 25 year Linear Performance Warranty

(Please refer to product warranty for details)



Anexo B – Ficha Técnica Inversor GoodWe GW3000-XS

Linha XS

1 MPPT, Monofásico



Dados Técnicos	GW700-XS	GW1000-XS	GW1500-XS	GW2000-XS	GW2500-XS	GW3000-XS
Dados de Entrada CC						
Potência Máxima de Entrada (W)	910	1300	1950	2600	3250	3900
Tensão Máxima de Entrada (V)	500	500	500	500	500	500
Faixa de Operação MPPT (V)	40~450	40~450	50~450	50~450	50~450	50~450
Tensão de Partida (V)	40	40	50	50	50	50
Min. Tensão de alimentação (V)	50	50	75	75	75	75
Tensão Nominal de Entrada (V)	360	360	360	360	360	360
Corrente Máxima de Entrada (A)	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
Corrente Máxima de Curto (A)	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6
Número de MPPTs	1	1	1	1	1	1
Número de Strings por MPPT	1	1	1	1	1	1
Dados de Saída CA						
Potência Nominal de Saída (W)	700	1000	1500	2000	2500	3000
Potência Máx. Aparente de Saída (VA)	770*1	1100*1	1650*1	2200*1	2750*1	3300*1
Tensão Nominal de Saída (V)	230	230	230	230	230	230
Frequência Nominal de Saída (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Corrente Máxima de Saída (A)	3.5	4.8	7.2	9.6	12	14.3
Fator de Potência de Saída	~1 (Ajustável 0.8 capacitivo - 0.8 indutivo)					
THDi Nominal de Saída	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Eficiência						
Eficiência Máxima	97.2%	97.2%	97.3%	97.5%	97.6%	97.6%
Eficiência Euro	96.0%	96.4%	96.6%	97.0%	97.2%	97.2%
Proteções						
Proteção Anti-ilhamento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Polaridade Reversa	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitoramento de Isolamento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção Contra Surtos CC (DPS)	Tipo III (Tipo II Opcional)					
Proteção Contra Surtos CA (DPS)	Tipo III					
Monitoramento de Corrente Residual	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção Sobrecorrente de Saída	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Curto de Saída	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Sobretensão de Saída	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Dados Gerais						
Temperatura de Operação (°C)	-25~60	-25~60	-25~60	-25~60	-25~60	-25~60
Umidade Relativa	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
Altitude de Operação (m)	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000
Resfriamento	Convecção Natural					
Interface do Usuário	LCD & LED	LCD & LED	LCD & LED	LCD & LED	LCD & LED	LCD & LED
Comunicação	WiFi ou LAN ou RS485					
Peso (kg)	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Dimensões (C*A*P)(mm)	295*230*113	295*230*113	295*230*113	295*230*113	295*230*113	295*230*113
Grau de Proteção	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Consumo Noturno Próprio (W)	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Topologia	Sem Transformador					

Anexo C – String box CLAMPER Solar SB 1000 18kA 1E/1S



CLAMPER Solar SB 1000 18kA 1E/1S

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos



Descrição

Caixa de junção (String Box) equipada com Dispositivo de Proteção contra Surtos CLAMPER Solar e dispositivo de seccionamento do circuito entre o módulo fotovoltaico e o inversor.

Características gerais

- Possibilidade de conexão de uma série fotovoltaica (PV String);
- Saída comutada;
- Adequado para uso externo.

Características do DPS

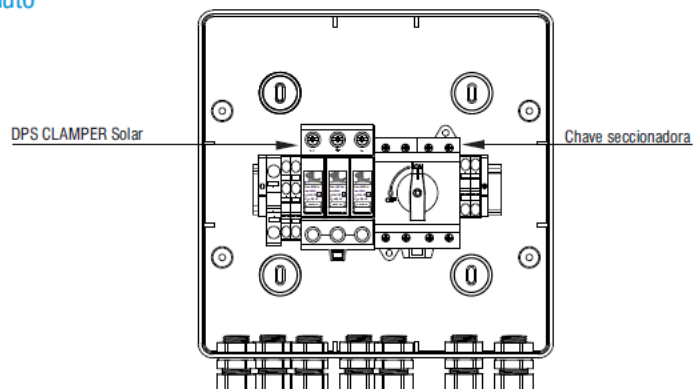
- Classe II;
- Norma aplicável EN 50539-11 - Certificado UL-BR 19.1204;
- Tecnologia de proteção através de Varistor de Óxido Metálico (MOV);
- Tensão máxima de operação contínua de 1040 V_{oc} e corrente de descarga máxima de 40 kA

Aplicação

Proteção e seccionamento de sistemas fotovoltaicos.

Características técnicas	Unid.	CLAMPER Solar SB
Código CLAMPER	-	016312
Nº de entradas	-	1
Nº de saídas	-	1
Seção dos condutores internos	mm ²	4
Tensão máxima de operação por string - U_c	V_{oc}	1.040
Corrente de carga máxima por string - I_L	A	20
Potência máxima por string - W_{max}	W	20.800
Temperatura de operação	°C	-40 ... +70
Involúcro	-	Material com características de não propagação e auto-extinção do fogo
Grau de proteção	-	IP 65
Peso aproximado	kg	1,4
Dimensões máximas	mm	214 x 209 x 103 (C x A x P)

Estrutura do produto





CLAMPER Solar SB 1000 18kA 1E/1S

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos



Descrição

Caixa de junção (String Box) equipada com Dispositivo de Proteção contra Surtos CLAMPER Solar e dispositivo de seccionamento do circuito entre o módulo fotovoltaico e o inversor.

Características gerais

- Possibilidade de conexão de uma série fotovoltaica (PV String);
- Saída comutada;
- Adequado para uso externo.

Características do DPS

- Classe II;
- Norma aplicável EN 50539-11 - Certificado UL-BR 19.1204;
- Tecnologia de proteção através de Varistor de Óxido Metálico (MOV);
- Tensão máxima de operação contínua de 1040 V_{oc} e corrente de descarga máxima de 40 kA

Aplicação

Proteção e seccionamento de sistemas fotovoltaicos.

Características técnicas	Unid.	CLAMPER Solar SB
Código CLAMPER	-	016312
Nº de entradas	-	1
Nº de saídas	-	1
Seção dos condutores internos	mm ²	4
Tensão máxima de operação por string - U_c	V_{oc}	1.040
Corrente de carga máxima por string - I_L	A	20
Potência máxima por string - W_{max}	W	20.800
Temperatura de operação	°C	-40 ... +70
Involúcro	-	Material com características de não propagação e auto-extinção do fogo
Grau de proteção	-	IP 65
Peso aproximado	kg	1,4
Dimensões máximas	mm	214 x 209 x 103 (C x A x P)

Diagrama elétrico

