



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

**FILIPE VIANA DE ARAUJO**

**SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EMPREENDIMENTO DE MÚLTIPLAS  
UNIDADES CONSUMIDORAS: ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E  
ECONÔMICA DE IMPLEMENTAÇÃO EM UM CONDOMÍNIO EM  
FORTALEZA-CE**

**FORTALEZA**

**2021**

FILIPPE VIANA DE ARAUJO

SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EMPREENHIMENTO DE MÚLTIPLAS UNIDADES  
CONSUMIDORAS: ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE  
IMPLEMENTAÇÃO EM UM CONDOMÍNIO EM FORTALEZA-CE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao  
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do  
Centro de Tecnologia da Universidade Federal  
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Ph.D. Fernando Luiz  
Marcelo Antunes

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)

---

- A689s Araujo, Filipe Viana de.  
Sistema fotovoltaico para empreendimento de múltiplas unidades consumidoras : análise de viabilidade técnica e econômica de implementação em um condomínio em Fortaleza-CE / Filipe Viana de Araujo. – 2021.  
93 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. Fernando Luiz Marcelo Antunes.
1. Geração fotovoltaica. 2. Geração distribuída. 3. Análise de viabilidade. 4. Múltiplas unidades consumidoras. I. Título.

CDD 621.3

---

FILIPPE VIANA DE ARAUJO

SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EMPREENHIMENTO DE MÚLTIPLAS UNIDADES  
CONSUMIDORAS: ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE  
IMPLEMENTAÇÃO EM UM CONDOMÍNIO EM FORTALEZA-CE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao  
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do  
Centro de Tecnologia da Universidade Federal  
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 01 de Setembro de 2021

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Ph.D. Fernando Luiz Marcelo  
Antunes (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Isac Newton Araújo Costa  
PPGEE - Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Alan Batista de Oliveira  
MAREAL Engenharia e Tecnologia

Dedico aos meus pais, Francisca Viana e Epitacio Alves, ao meu irmão Eduardo Viana e aos meus amigos.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, meus pais, Eptacio Alves e Francisca Viana por sempre terem se dedicado e se esforçado para me proporcionar uma boa criação e educação, ao meu irmão Eduardo Viana pelo companheirismo e pelo auxílio durante todo o processo de graduação.

A todos os meus tios, tias, primos e primas dessa grande família que sempre estiveram presentes e interessados nessa minha jornada acadêmica.

Ao meu orientador Prof. PhD. Fernando Luiz Marcelo Antunes, por ter me auxiliado neste trabalho e por toda a sua solicitude e aos membros da banca, Isac Newton Araújo Costa, mestrando do PPGEE da UFC e Alan Batista de Oliveira, engenheiro eletricitista formado na UFC, por aceitarem o convite.

Aos meus amigos do Iguatu, Arthur, Leonel, Lucas e Wilson, que me acompanham desde a minha infância e que sempre foram e continuam sendo muito presentes na minha vida, dividindo sempre os bons e maus momentos.

Aos meus amigos Cássia e Raul, que conheci no ensino médio, logo ao me mudar para Fortaleza e que me proporcionaram vários momentos felizes nessa primeira etapa em uma nova cidade.

Aos meus amigos e companheiros de jornada de graduação, André, Artur (Tutu), Claudivan, Felipe (Bunitim), Janderson, Magno, Lucas, Luis Eduardo, Máurisson, Yuri, Yan e Romão, parceiros de estudos e de conversas jogadas fora no nosso banquinho tradicional, amigos de noites em claro para fazer os projetos do curso e de cafezinhos na cantina da Jô. A companhia de vocês tornou todo esse processo muito mais leve.

Ao corpo docente, técnico e administrativo da UFC, em especial o do Departamento de Engenharia Elétrica pelo trabalho prestado e auxílio em minha formação.

“Se o conhecimento pode criar problemas, não é através da ignorância que podemos solucioná-los.”

(Isaac Asimov)

## RESUMO

O presente trabalho se propõe a realizar um estudo de viabilidade técnica e financeira a respeito da implantação de um sistema fotovoltaico em um condomínio residencial de apartamentos em Fortaleza - CE. Pautado nas Resoluções Normativas nº 482 de 2012, posteriormente revisada pela resolução nº 687 de 2015 que apresenta a classificação de micro e minigeração distribuída em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e na Especificação Técnica nº 122 da ENEL Ceará que regula o acesso da geração distribuída à rede de distribuição no estado, o trabalho realiza uma apresentação de referencial teórico, para em seguida proceder com o projeto do sistema fotovoltaico proposto, apresentando a metodologia de cálculo para dimensionamento de módulos e inversores, e seus resultados de simulação, e por fim é feita a análise financeira, calculando-se o Valor Presente Líquido (VPL) e o tempo de *payback* para o investimento inicial, analisando o cenário atual com a cobrança do ICMS sobre a tarifa de energia na geração distribuída e fazendo um paralelo com a antiga forma de faturamento quando havia a isenção deste imposto no estado do Ceará.

**Palavras-chave:** Geração fotovoltaica. Geração distribuída. Análise de viabilidade. Múltiplas unidades consumidoras.



## ABSTRACT

This work aims to perform a technical and financial viability study about the implementation of a photovoltaic system in an apartment complex in Fortaleza – CE. Based on normative resolution No. 482 of 2012, later revised by resolution No. 687 of 2015 which presents the classification of micro and mini distributed generation in projects with multiple consumers, and in Technical Specification No. 122 of ENEL Ceará, which regulates the access of the distributed generation to the distribution grid in the state of Ceará, the work presents a theoretical framework, and then proceeds to the Project of the proposed photovoltaic system, presenting the calculation methodology for the dimensioning of modules and inverters, and their simulation results, and finally, the financial analysis, calculating the Net Present Value (NPV) and the payback time for the initial investment, analyzing the current scenario with the collection of ICMS taxes on the energy tariff in distributed generation and making a comparison with the older form of invoicing when there was exemption from this tax in the state of Ceará.

**Keywords:** Photovoltaic generation. Distributed generation. viability analysis. Multiple consumers.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Dados de GD de Múltiplas Unidades Consumidoras . . . . .	16
Figura 2 – Mapa Solarimétrico do Brasil . . . . .	20
Figura 3 – Potência instalada no Brasil . . . . .	21
Figura 4 – Divisão dos sistemas FV no Brasil . . . . .	21
Figura 5 – Ranking de geração por estados . . . . .	21
Figura 6 – Sistema Fotovoltaico Isolado . . . . .	22
Figura 7 – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede . . . . .	23
Figura 8 – Célula Fotovoltaica . . . . .	25
Figura 9 – Representação gráfica dos semicondutores internos de uma célula FV . . . . .	26
Figura 10 – Representação esquemática de uma associação de células em um módulo FV . . . . .	27
Figura 11 – Ligação em série das células FV . . . . .	27
Figura 12 – Representação esquemática da configuração construtiva de um módulo FV . . . . .	28
Figura 13 – Painéis fotovoltaicos . . . . .	28
Figura 14 – Curvas I-V (azul) e P-V (vermelha) . . . . .	29
Figura 15 – Curva I-V de uma associação em série . . . . .	30
Figura 16 – Curva I-V de uma associação em paralelo . . . . .	30
Figura 17 – Características elétricas, mecânicas e térmicas de um módulo . . . . .	31
Figura 18 – Curvas I-V e P-V com influência da irradiância . . . . .	32
Figura 19 – Curvas I-V e P-V com influência da temperatura . . . . .	33
Figura 20 – Classificação quanto a configuração do sistema . . . . .	34
Figura 21 – Dados de entrada e saída do inversor . . . . .	36
Figura 22 – Metodologia de projeto e análise . . . . .	41
Figura 23 – Vista aérea do local . . . . .	42
Figura 24 – Modelo 3D do empreendimento . . . . .	43
Figura 25 – Geolocalização do modelo . . . . .	44
Figura 26 – Exemplo de estudo de sombreamento . . . . .	44
Figura 27 – Áreas demarcadas após análise de sombreamento . . . . .	45
Figura 28 – Dados de irradiação do local . . . . .	48
Figura 29 – Estudo de perdas em relação ao FDI . . . . .	50
Figura 30 – Conexão dos módulos ao inversor . . . . .	52
Figura 31 – Interface do PVsyst . . . . .	53

Figura 32 – Valores de irradiação PVsyst . . . . .	53
Figura 33 – Valores de temperatura do PVsyst . . . . .	54
Figura 34 – Ângulo de orientação . . . . .	54
Figura 35 – Orientações do sistema . . . . .	54
Figura 36 – Componentes selecionados e divisão dos MPPTs . . . . .	55
Figura 37 – Geração Prevista pela simulação . . . . .	56
Figura 38 – Geração e TD prevista durante a vida útil . . . . .	57
Figura 39 – Preço do Wp segundo o Instituto Ideal . . . . .	60
Figura 40 – Histórico de reajuste tarifário da ENEL Ceará . . . . .	62
Figura 41 – Progressão do fluxo de caixa durante o período de operação para o cenário 1	65
Figura 42 – Progressão do fluxo de caixa durante o período de operação para o cenário 2	65
Figura 43 – Progressão do fluxo de caixa durante o período de operação para o cenário 1 sem a incidência de ICMS . . . . .	66
Figura 44 – Progressão do fluxo de caixa durante o período de operação para o cenário 2 sem a incidência de ICMS . . . . .	67

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Componentes que constituem um módulo FV . . . . .	28
Tabela 2 – Tipo de conexão Enel Ceará . . . . .	38
Tabela 3 – Valores de consumo do condomínio . . . . .	46
Tabela 4 – Valores de consumo coletados nos apartamentos . . . . .	46
Tabela 5 – Dedução do custo de disponibilidade . . . . .	46
Tabela 6 – Valor de consumo compensável . . . . .	47
Tabela 7 – Características do módulo selecionado . . . . .	49
Tabela 8 – Características do inversor selecionado . . . . .	50
Tabela 9 – Faixa de tensão de acordo com a temperatura . . . . .	51
Tabela 10 – Parâmetros limite de conexão do inversor . . . . .	51
Tabela 11 – Geração prevista pela simulação . . . . .	56
Tabela 12 – Geração prevista durante o período de vida útil . . . . .	57
Tabela 13 – Fluxo de caixa do projeto . . . . .	58
Tabela 14 – Rateio percentual da energia . . . . .	63
Tabela 15 – Dados para o cálculo do VPL . . . . .	64
Tabela 16 – Resultados do VPL para o cenário 1 . . . . .	64
Tabela 17 – Resultados do VPL para o cenário 2 . . . . .	65
Tabela 18 – Resultados do VPL para o cenário 1 sem a incidência de ICMS . . . . .	66
Tabela 19 – Resultados do VPL para o cenário 2 sem a incidência de ICMS . . . . .	66

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COFINS	Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CRESESB	Centro de Referência Para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MME	Ministério de Minas e Energias
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOCT	<i>Normal Operating Cell Temperature</i>
PIS	Programa de Integração Social
PL	Projeto de Lei
REN	Resolução Normativa
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	16
<b>1.1</b>	<b>Objetivos</b>	17
<i>1.1.1</i>	<i>Objetivos Específicos</i>	17
<b>1.2</b>	<b>Delimitação do Trabalho</b>	17
<b>1.3</b>	<b>Estutura do Trabalho</b>	18
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	19
<b>2.1</b>	<b>Energia Solar Fotovoltaica</b>	19
<i>2.1.1</i>	<i>Radiação Solar</i>	19
<i>2.1.2</i>	<i>Capacidade Brasileira para Geração de Energia Solar Fotovoltaica</i>	19
<i>2.1.3</i>	<i>Cenário Atual da Energia FV no Brasil</i>	20
<b>2.2</b>	<b>Tipos de Sistemas Fotovoltaicos</b>	22
<i>2.2.1</i>	<i>Sistemas Fotovoltaicos Isolados</i>	22
<i>2.2.2</i>	<i>Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (On-Gid)</i>	23
<i>2.2.3</i>	<i>Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras</i>	24
<i>2.2.4</i>	<i>Geração compartilhada</i>	24
<i>2.2.5</i>	<i>Autoconsumo remoto</i>	25
<b>2.3</b>	<b>Componentes do Sistema Fotovoltaico</b>	25
<i>2.3.1</i>	<i>Células, Módulos e Painéis Fotovoltaicos</i>	25
<i>2.3.1.1</i>	<i>Células Fotovoltaicas</i>	25
<i>2.3.1.2</i>	<i>Módulos Fotovoltaicos</i>	27
<i>2.3.1.3</i>	<i>Painéis Fotovoltaicos</i>	28
<i>2.3.1.4</i>	<i>Características operacionais</i>	29
<i>2.3.1.5</i>	<i>Influência da irradiância e da temperatura</i>	31
<i>2.3.2</i>	<i>Inversores</i>	32
<i>2.3.2.1</i>	<i>Inversores conectados à rede</i>	33
<i>2.3.2.2</i>	<i>Inversor central</i>	34
<i>2.3.2.3</i>	<i>Inversor string</i>	35
<i>2.3.2.4</i>	<i>Inversor multistring</i>	35
<i>2.3.2.5</i>	<i>Microinversor</i>	35
<i>2.3.2.6</i>	<i>Características elétricas</i>	35

<b>2.4</b>	<b>Normas Técnicas e Regulamentação</b>	37
<b>2.4.1</b>	<b>ANEEL - Resolução Normativa 482/2012</b>	37
2.4.1.1	<i>Disposições preliminares</i>	37
2.4.1.2	<i>Acesso ao sistema de distribuição</i>	37
2.4.1.3	<i>Sistema de compensação de energia elétrica</i>	38
<b>2.4.2</b>	<b>Especificação Técnica nº 122 - Enel Ceará</b>	38
<b>2.4.3</b>	<b>Norma Técnica ABNT NBR 16690</b>	39
<b>2.4.4</b>	<b>Norma Técnica ABNT NBR 16274</b>	39
<b>2.4.5</b>	<b>Perspectivas futuras com o PL 5829/2019</b>	39
<b>3</b>	<b>PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO</b>	41
<b>3.1</b>	<b>Metodologia</b>	41
<b>3.2</b>	<b>Caracterização do condomínio</b>	42
3.2.1	<i>Modelo e Estudo de Sombreamento</i>	43
<b>3.3</b>	<b>Análise do Consumo de Energia</b>	45
3.3.1	<i>Consumo compensável</i>	45
<b>3.4</b>	<b>Análise da Irradição Local</b>	47
<b>3.5</b>	<b>Dimensionamento dos Módulos</b>	48
<b>3.6</b>	<b>Dimensionamento do Inversor</b>	49
<b>3.7</b>	<b>Simulação do Sistema Projetado</b>	52
3.7.1	<i>Configuração</i>	52
<b>3.8</b>	<b>Resultados de Simulação</b>	55
3.8.1	<i>Geração prevista</i>	55
3.8.2	<i>Geração durante a vida útil</i>	55
<b>4</b>	<b>VIABILIDADE FINANCEIRA</b>	58
<b>4.1</b>	<b>Conceitos de Análise Financeira</b>	58
4.1.1	<i>Fluxo de Caixa</i>	58
4.1.2	<i>Taxa Mínima de Atratividade (TMA)</i>	58
4.1.3	<i>Valor Presente Líquido (VPL)</i>	59
4.1.4	<i>Taxa Interna de Retorno (TIR)</i>	59
4.1.5	<i>Payback</i>	60
<b>4.2</b>	<b>Análise dos Custos</b>	60
4.2.1	<i>Valor do Watt-pico (Wp)</i>	60

4.2.2	<b>Valor de Operação e de Manutenção</b>	61
4.2.3	<b>Tarifa de Energia Elétrica</b>	61
4.2.3.1	<i>Reajustes da tarifa</i>	62
4.2.3.2	<i>Impostos Federais</i>	62
4.2.3.3	<i>ICMS</i>	62
4.3	<b>Análise do Sistema Projetado</b>	63
4.3.1	<i>Rateio da Energia e Divisão dos Custos</i>	63
4.3.2	<i>Cálculo do VPL, TIR e Payback</i>	64
4.3.3	<i>Impactos do ICMS</i>	65
5	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS</b>	68
	<b>REFERÊNCIAS</b>	69
	<b>ANEXOS</b>	71
	<b>ANEXO A</b> – Datasheet do Módulo FV	72
	<b>ANEXO B</b> – Datasheet do Inversor	75
	<b>ANEXO C</b> – Relatório de simulação do PVsyst	78
	<b>ANEXO D</b> – Tarifas ENEL Ceará homologadas pela ANEEL	89
	<b>ANEXO E</b> – Planilha de cálculos financeiros	91



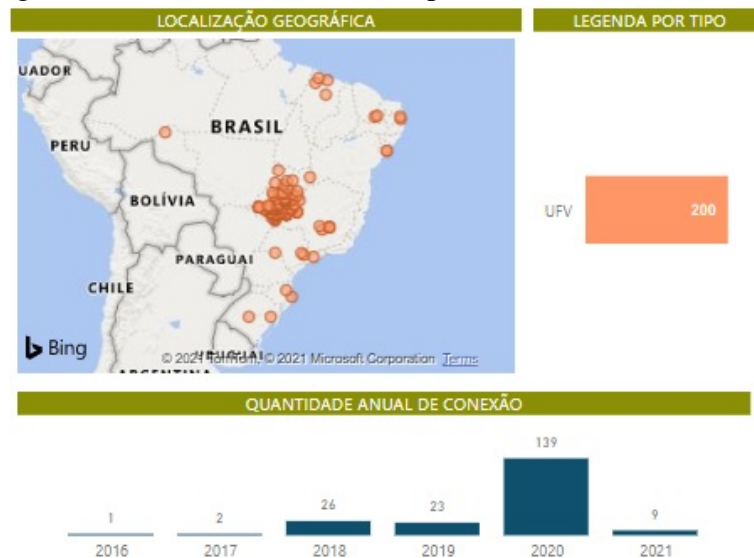
## 1 INTRODUÇÃO

A Geração Distribuída (GD) Fotovoltaico (FV) vem tendo um crescimento significativo em território nacional desde o ano de 2017. Segundo a base de dados SISGD da ANEEL, o Brasil possui, no ano de 2021, 564.140 unidades de GD FV fornecendo energia a 704.330 Unidade Consumidora (UC) e uma potência instalada de 6.488.210,03 kW divididas em 5.349 municípios brasileiros. O ano de 2020 foi o de maior crescimento destes números, mesmo durante uma pandemia, com 208.393 novos sistemas instalados. (ANEEL, 2021)

Neste contexto de evolução, a revisão da Resolução Normativa (REN) 482 de 2012 através da REN 687 de 2015 introduziu novos conceitos e modalidades comunitárias de micro e mini geração, como a geração compartilhada e a geração em empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, estudada no presente trabalho. (ANTONIOLLI *et al.*, 2018)

Por ser relativamente nova, a modalidade de geração classificada como Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras ainda possui uma baixa utilização, com apenas 200 sistemas, atendendo a 848 UC, sendo a região Centro Oeste a com a maior quantidade (149 sistemas), enquanto o Nordeste possui apenas 10 sistemas atendendo a 138 UC. O Ceará não possui nenhuma GD desta modalidade. (ANEEL, 2021)

Figura 1 – Dados de GD de Múltiplas Unidades Consumidoras



Fonte: (ANEEL, 2021)

## **1.1 Objetivos**

Este trabalho tem como objetivo fazer uma introdução à modalidade de geração distribuída fotovoltaica em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, realizando um estudo de viabilidade técnica e financeira para a implementação em um condomínio na cidade de Fortaleza no Ceará.

### **1.1.1 *Objetivos Específicos***

- a) Introduzir a modalidade de geração distribuída de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;
- b) Apresentar a metodologia de dimensionamento de sistemas FV presente na literatura;
- c) Realizar uma simulação computacional do sistema dimensionado;
- d) Aplicar conceitos de matemática financeira para a análise de viabilidade;
- e) Realizar uma breve análise sobre o impacto financeiro da cobrança do ICMS sobre a tarifa de energia.

## **1.2 Delimitação do Trabalho**

O trabalho propõe-se a realizar uma análise técnica e financeira de implementação do sistema FV, não sendo responsável pelo projeto elétrico completo como dimensionamento de cabos e estruturas, separação de quadros elétricos, entre outros. O trabalho também se limita a obedecer o padrão de conexão de fornecimento atual do empreendimento, que é ligado na baixa tensão com fornecimento trifásico.

A análise estrutural do prédio para estudo de resistência ao carregamento também não é de competência deste trabalho, tendo em vista que isto é uma atribuição do engenheiro de estruturas.

Por fim, no capítulo de análise financeira, o autor não se propõe a emitir opinião sobre a nova divisão de tarifas e cobranças de ICMS no estado do Ceará, assunto que gerou diversos debates entre profissionais do setor.

### 1.3 Estrutura do Trabalho

No Capítulo 1 é feita uma breve introdução sobre o tema, seguido de uma delimitação do escopo do trabalho.

Em seguida, no Capítulo 2 são apresentados conceitos referentes à geração distribuída fotovoltaica, seus principais componentes e características operacionais, bem como algumas das normas regulamentadoras sobre este assunto.

No Capítulo 3 é realizado o dimensionamento do sistema, com uma análise inicial do sombreamento do condomínio, levantamento e estimativa do consumo de energia, dimensionamento de módulos e inversores e finalizado com os resultados da simulação computacional realizada no PVsyst.

O Capítulo 4 trás a análise financeira do projeto, apresentando os conceitos de matemática financeira a serem utilizados durante o estudo, os custos do sistema como o preço do Wp instalado, tarifas de energia e impostos, e por fim o cálculo do Valor Presente Líquido e do tempo de *payback*.

Por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho e as sugestões de trabalhos futuros.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

No presente capítulo serão abordados conceitos e classificações referentes à energia solar fotovoltaica, aos sistemas fotovoltaicos, bem como o detalhamento de seus principais componentes e equipamentos, além de apresentar as principais normas e especificações técnicas e regulamentações normativas responsáveis por regulamentar esse tipo de geração no Brasil.

### **2.1 Energia Solar Fotovoltaica**

Com a entrada em vigor da Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012, o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. De acordo com a própria ANEEL, as fontes consideradas renováveis são: solar, eólica, biomassa e hídrica (ANEEL, 2012). Dentre estas, a de maior potencial de captação e facilidade de implementação é a solar fotovoltaica

A energia FV é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico), sendo a célula fotovoltaica a unidade fundamental desse processo de conversão (PINHO; GALDINO, 2014)

#### **2.1.1 Radiação Solar**

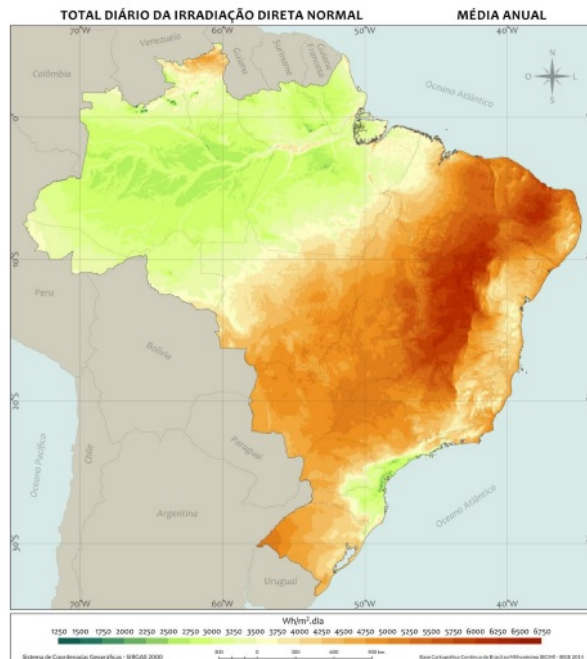
A superfície da Terra recebe, anualmente, cerca de  $3 \times 10^{24}$  joules de energia em forma de radiação solar, isto equivale a aproximadamente  $9,5 \times 10^4$  TW (Terawatts) de energia solar se fosse totalmente aproveitada. Este valor é 10 mil vezes maior do que o consumo de energia de toda a população do planeta. (MACHADO; MIRANDA, 2015)

A intensidade da radiação que chega à superfície da Terra varia de acordo com diversos fatores geográficos como a nebulosidade, latitude, época do ano e hora do dia. (ABINEE, 2012)

#### **2.1.2 Capacidade Brasileira para Geração de Energia Solar Fotovoltaica**

Por ser um país majoritariamente tropical, o Brasil apresenta uma elevada capacidade de geração de energia solar em seu território. A média de irradiação no Brasil é entre 1500 e 2500 KWh/m<sup>2</sup>, valor este que supera a irradiação média de países líderes na produção deste tipo

Figura 2 – Mapa Solarimétrico do Brasil



Fonte: (INPE, 2017)

de energia como Alemanha (900-1250 KWh/m<sup>2</sup>) e França (900-1650 KWh/m<sup>2</sup>). (SOUSA, 2019)

Conforme observado na Figura 2, as regiões com maior potencial de geração de energia solar fotovoltaica se encontram em parte do estado de Goiás, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais e em grande parte da região nordeste.

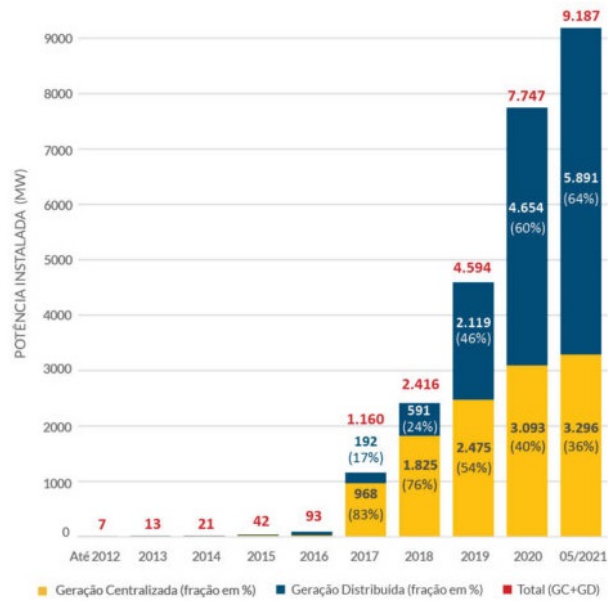
### 2.1.3 Cenário Atual da Energia FV no Brasil

A capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no Brasil corresponde a aproximadamente 9,2 GW, sendo 3,3 GW em projetos centralizados e 5,9 GW em geração distribuída. Junto com esse crescimento energético, estão associados o aumento do número de empregos gerados na área, e a diminuição da emissão de gás carbônico. (ABSOLAR, 2021)

O uso desta energia no Brasil é em sua maioria em unidades residenciais (75,2% dos sistemas), seguida por empresas de comércio e serviços (15,2%) e pela energia solar rural (7%). (ABSOLAR, 2021)

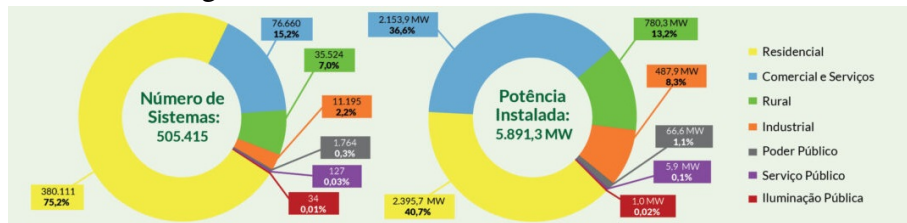
Dados de junho de 2021 mostram o ranking estadual de produção de energia solar FV, o Ceará, estado de estudo do presente trabalho, ocupa a 9ª posição entre os maiores produtores do Brasil, mas ao se analisar o ranking municipal, a cidade de Fortaleza ocupa a 6ª posição. (ABSOLAR, 2021)

Figura 3 – Potência instalada no Brasil



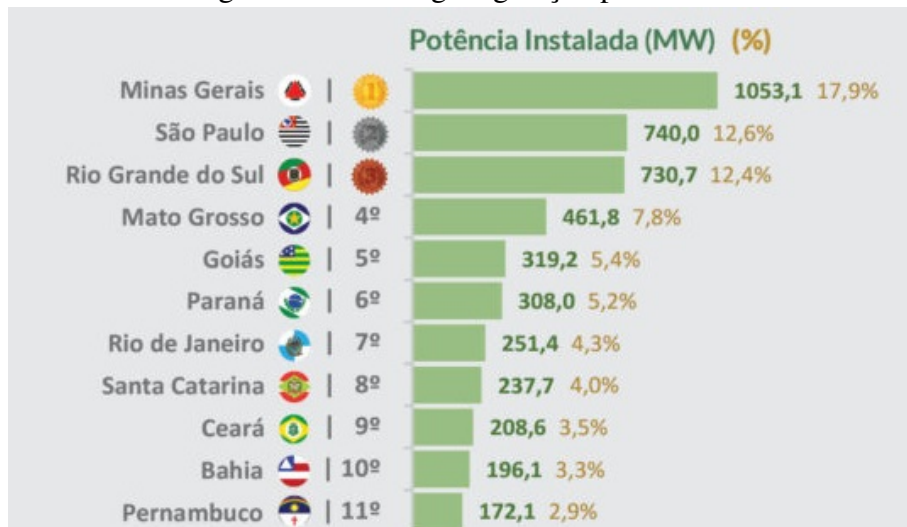
Fonte: (ABSOLAR, 2021)

Figura 4 – Divisão dos sistemas FV no Brasil



Fonte: (ABSOLAR, 2021)

Figura 5 – Ranking de geração por estados



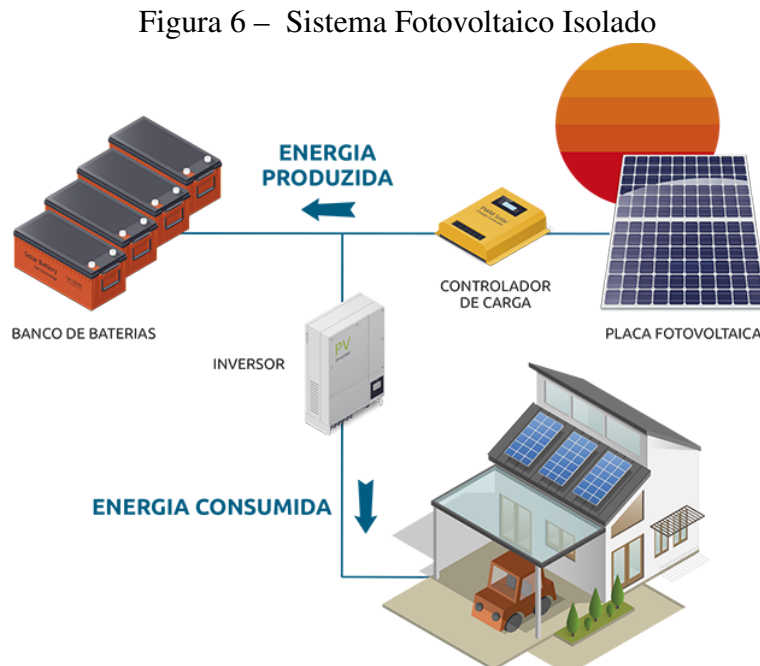
Fonte: (ABSOLAR, 2021)

## 2.2 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Sistemas Fotovoltaicos possuem a vantagem de poderem ser instalados em qualquer lugar onde exista radiação solar suficiente, pois não necessitam de combustíveis e não possuem partes móveis que demandem manutenção constante. Devido à essa característica, é possível implementar uma planta fotovoltaica tanto em centros urbanos, conectados à rede de distribuição, mas também em locais mais inóspitos sem conexão à rede. (SOUZA, 2016)

Esses sistemas, são classificados em duas categorias de acordo com a sua forma de utilização e instalação.

### 2.2.1 Sistemas Fotovoltaicos Isolados



Fonte: (BMCENERGIA, 2021)

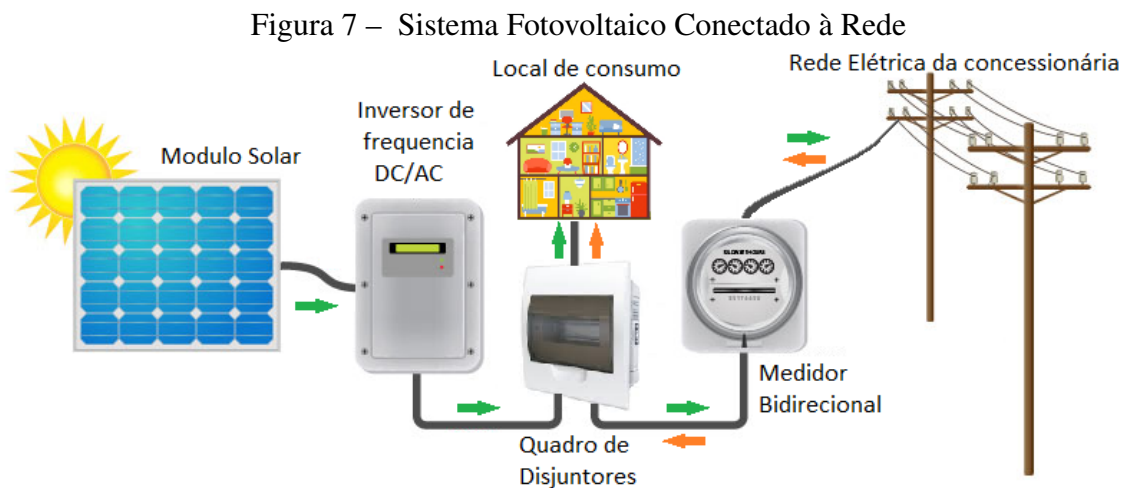
Um Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI) é aquele que não está conectado à rede de distribuição das concessionárias, ou seja, a sua produção é utilizada pelo próprio consumidor. É utilizado, principalmente, como uma alternativa de geração própria em regiões de abastecimento energético precário onde não é viável a expansão da rede de distribuição. (TIRAPELLE *et al.*, 2020)

Em geral, esse tipo de sistema deve possuir um armazenador de energia (baterias), um controlador de carga, a fim de gerenciar a carga e descarga das baterias, bem como para

prolongar a vida útil destas, e um inversor de tensão para fornecer energia às cargas em Corrente Alternada (CA) (PINHO; GALDINO, 2014)

A energia gerada é utilizada diretamente pelo consumidor e o excedente da produção é utilizado para carregar as baterias que irão fornecer energia à unidade consumidora durante o período no qual o sistema não está gerando. Contudo, alguns sistemas isolados não necessitam de armazenamento de energia, como em sistemas de irrigação e bombeamento de água (ALBUQUERQUE, 2020)

### 2.2.2 *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (On-Gid)*



Fonte: (BMCENERGIA, 2021)

Os Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) dispensam a utilização do controlador de carga e dos armazenadores de energia, pois a energia gerada por este tipo de sistema é consumida diretamente pela carga e o excedente é injetado na rede de distribuição de energia da concessionária, e será, portanto, consumida por unidades consumidoras próximas à instalação que estejam conectadas à rede. (PINHO; GALDINO, 2014)

Seu funcionamento baseia-se em um fluxo bidirecional de energia entre unidade consumidora e rede de distribuição. Como dito anteriormente, o excedente da produção é injetado na rede, gerando, assim, um crédito energético para o consumidor ao final do mês, porém, quando a produção está abaixo do consumo, a energia será fornecida pela rede e o consumidor pagará a tarifa de energia normalmente. A medição neste caso é feita por um medidor bidirecional, pois um medidor comum não possui a função de diferenciar em qual sentido está o fluxo de energia. (JUNIOR, 2010)



Além do caso mais conhecido de plantas FV, onde o sistema é instalado na própria unidade consumidora e atende apenas a ela, a resolução normativa nº 687/2015 da ANEEL, define outras 3 modalidades de geração e consumo, são elas: empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto.

### ***2.2.3 Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras***

É a modalidade de estudo do presente trabalho, trate-se de uma GD compartilhada entre diferentes unidades consumidoras localizadas em um mesmo terreno ou em terrenos contíguos. Deve ser de responsabilidade de um administrador ou proprietário do empreendimento onde a área de uso comum constitua uma unidade consumidora distinta das demais.

As partes envolvidas e responsáveis por cada unidade devem chegar a um acordo de como será feita a divisão dos créditos gerados pelo sistema de compensação de energia, podem ser divididos igualmente ou percentualmente de acordo com o consumo de cada uma.

O sistema pode estar conectado às instalações de uso comum do empreendimento realizando o consumo simultâneo à geração, porém todo o excedente produzido deve ser injetado na rede devido à dificuldade de realizar a divisão entre todas as outras unidades consumidoras em tempo real, e ao final do mês todo o crédito gerado pela injeção da energia será distribuído entre as UC. (ANEEL, 2015)

### ***2.2.4 Geração compartilhada***

Diferentemente do empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, se um grupo de consumidores desejar compartilhar uma GD que esteja localizada em um local diferente das unidades, é necessário que eles se organizem por meio de um consórcio ou de uma cooperativa, além de todas as unidades estarem, obrigatoriamente, dentro da mesma área de concessão.

O funcionamento é semelhante à anterior, ou seja, toda a produção é injetada na rede e a divisão é feita ao final do mês com o repasse dos créditos conforme acordado entre as partes. (ANEEL, 2015)

### 2.2.5 *Autoconsumo remoto*

O autoconsumo remoto se caracteriza pela necessidade de que todas as unidades consumidoras sejam de propriedade de uma mesma pessoa jurídica ou física, além de estarem na mesma área de concessão. (ANEEL, 2015)

## 2.3 Componentes do Sistema Fotovoltaico

A presente sessão apresenta os componentes responsáveis pela geração de energia elétrica, ou seja, a conversão da luz em energia, e o componente que converte essa energia gerada na forma de energia que é utilizada pelo consumidor final.

### 2.3.1 *Células, Módulos e Painéis Fotovoltaicos*

É a parte responsável por captar a luz e transformá-la em energia elétrica. Células, módulos e painéis não são componentes diferentes, mas sim partes de um mesmo produto final responsável pela geração.

#### 2.3.1.1 *Células Fotovoltaicas*

Figura 8 – Célula Fotovoltaica



Fonte: (LUQUE; HUGEDUS, 2003)

As células fotovoltaicas são as responsáveis pela conversão da luz solar em energia

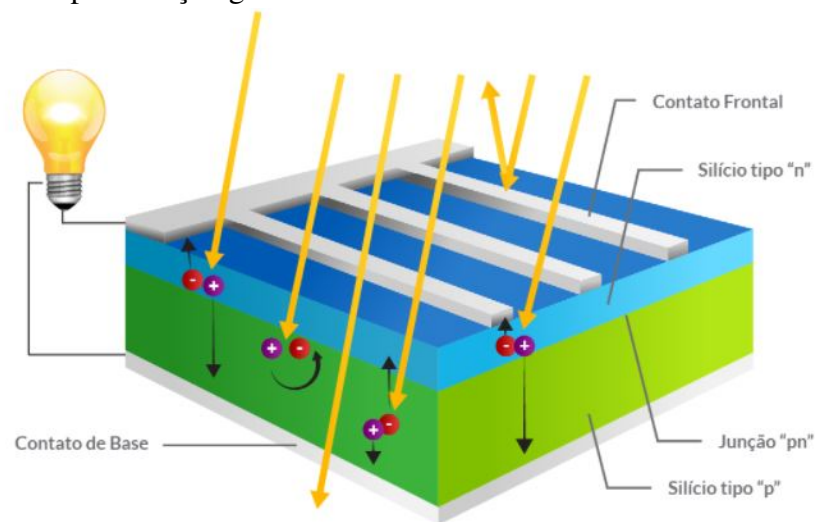
elétrica através do Efeito Fotovoltaico. A tecnologia predominante no mercado atual é a fabricação a partir de lâminas de silício cristalino (monocristalino ou policristalino). Mas também existem outras tecnologias menos utilizadas baseadas em filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS), silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), entre outros. (PINHO; GALDINO, 2014)

O funcionamento de uma célula fotovoltaica consiste em duas camadas de um semicondutor que passaram por um processo chamado de “dopagem”, que recombina a sua formação original com outros elementos, como fósforo (P) e Boro (B). Este processo cria duas camadas, uma com falta de elétron (positiva, tipo P) e uma com sobra de elétrons (negativa, tipo N). (SOUZA, 2016)

Quando os fótons atingem a célula, os átomos de silício dopados recebem energia e os elétrons do lado negativo se desprendem e tentam passar para o lado positivo, porém são impedidos de passar pela junção entre as camadas, portanto, ao se conectar as duas camadas com um fio, por exemplo, é possível utilizar a corrente elétrica gerada pelo movimento desses elétrons. (SOUZA, 2016)

Porém a quantidade de energia gerada por uma única célula é muito baixa para aplicações residenciais, por exemplo, portanto é necessária agrupar células em módulos fotovoltaicos.

Figura 9 – Representação gráfica dos semicondutores internos de uma célula FV

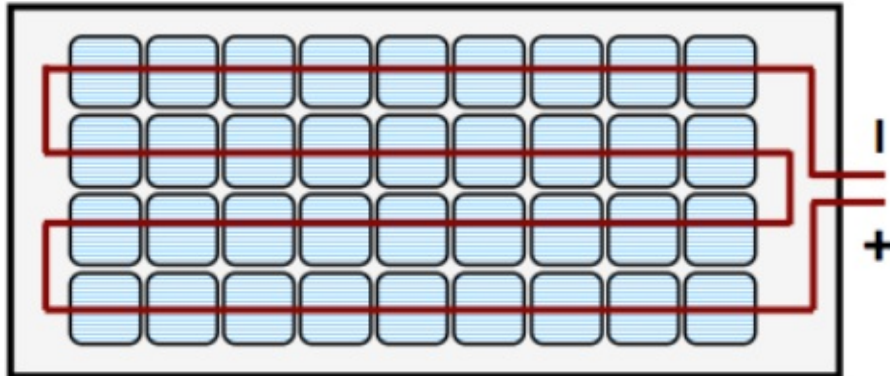


Fonte: (SOUZA, 2016)

### 2.3.1.2 Módulos Fotovoltaicos

A potência máxima de uma célula fotovoltaica é muito baixa para a grande maioria das aplicações, principalmente para o fornecimento de energia em residências, por esse motivo, as células são agrupadas em arranjos formando um módulo fotovoltaico. (CARNEIRO, 2010)

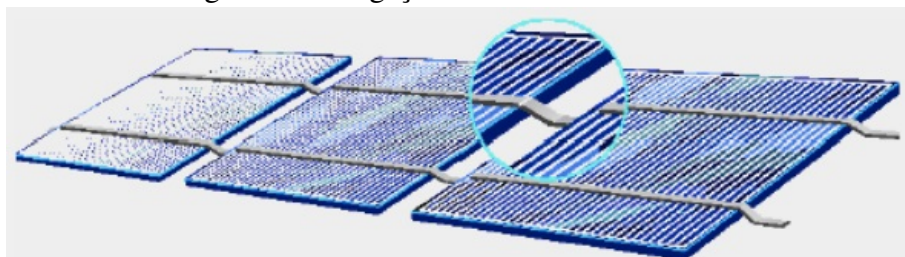
Figura 10 – Representação esquemática de uma associação de células em um módulo FV



Fonte: (CARNEIRO, 2010)

As células que compõem um módulo são ligadas em série, onde os contatos frontais de uma são ligados aos contatos posteriores da seguinte, ou seja, o polo positivo de uma é ligado ao polo positivo da seguinte. (LUQUE; HUGEDUS, 2003)

Figura 11 – Ligação em série das células FV

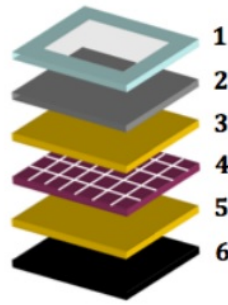


Fonte: (LUQUE; HUGEDUS, 2003)

Para dar a devida estabilização e proteção contra as intempéries às quais o módulo ficará exposto, esse conjunto de células é inserido em uma estrutura composta por vidro temperado, folhas de Acetato de Etil Vinila (EVA) e um aro de alumínio (PINHO; GALDINO, 2014), como mostra o esquema da figura

A Tabela 1 descreve os componentes que constituem os módulos.

Figura 12 – Representação esquemática da configuração construtiva de um módulo FV



Fonte: (CARNEIRO, 2010)

Tabela 1 – Componentes que constituem um módulo FV

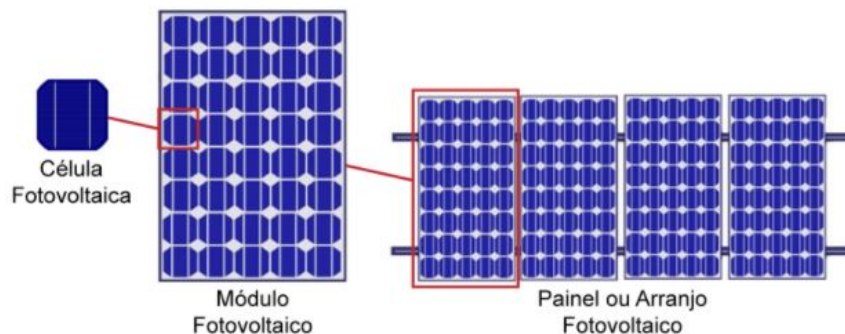
Nome	Nascimento	Documento
1	Caixilho	Alumínio anodizado.
2	Vidro	Vidro temperado.
3 e 5	Material de encapsulamento	EVA
4	Células FV	Células FV
6	Isolante elétrico	Protege a parte posterior do módulo

Fonte: (CARNEIRO, 2010)

### 2.3.1.3 Painéis Fotovoltaicos

A fim de se dimensionar sistemas FV para unidades consumidoras, os módulos descritos na sessão anterior são associados entre si e conectados em série, em paralelo ou em uma associação mista para se obter os valores de tensão e corrente desejados. Essa associação de módulos é denominada de painel FV, e é o que está presente nos telhados de casas, empresas e indústrias que possuem sua própria geração. (CARNEIRO, 2010)

Figura 13 – Painéis fotovoltaicos

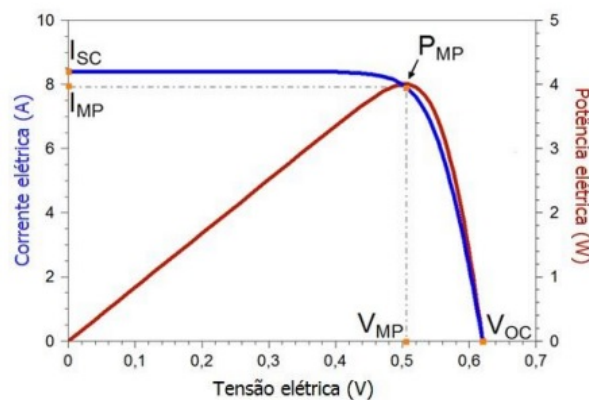


Fonte: (CARNEIRO, 2010)

### 2.3.1.4 Características operacionais

Estes equipamentos possuem uma faixa de operação de tensão e Corrente Contínua (CC) que são representadas por uma curva característica I-V (Curva de corrente x tensão) ilustrada na Figura 14 (linha azul). Onde  $I_{SC}$  é a corrente de curto circuito, ou seja, a máxima corrente que pode ser fornecida e  $V_{OC}$  é a tensão de circuito aberto, máxima tensão gerada. A linha vermelha representa a curva P-V (curva de potência x tensão), sendo o seu ponto mais alto o ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ )

Figura 14 – Curvas I-V (azul) e P-V (vermelha)



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

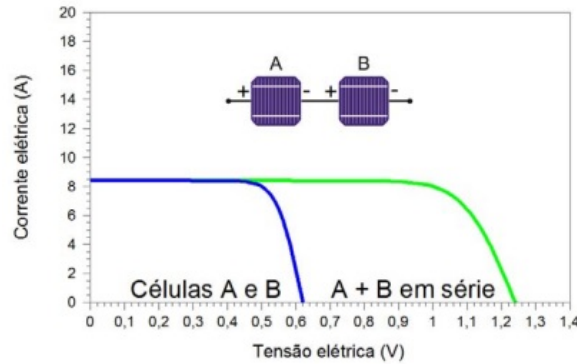
A fim de se obter a potência desejada, é utilizada o método de associação que atinja esse objetivo da melhor maneira possível. É importante que sejam conectados módulos de mesmo tipo para minimizar perdas de potência (ALBUQUERQUE, 2020)

Quando conectados em série, a corrente que percorre o sistema é a mesma em todos os módulos, e como os polos positivos estão conectados aos polos negativos do módulo seguinte, a tensão resultante será a soma das tensões geradas por cada um. Portanto, a curva característica do sistema será como ilustra a Figura 15. (PAIVA, 2016)

Já na associação em paralelo os módulos possuem o mesmo valor de tensão, pois estão ligados entre si com a mesma polaridade, e as suas correntes se somam, como mostra a Figura 16. (PAIVA, 2016)

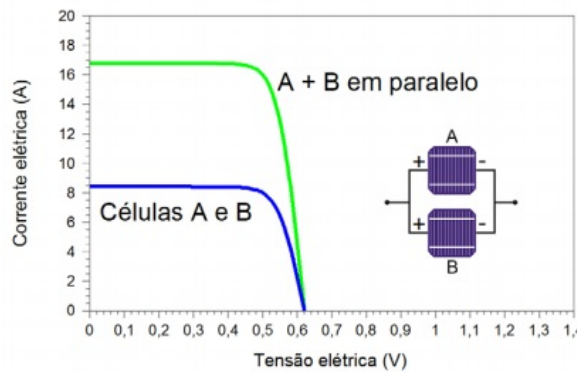
Os fabricantes de módulos devem fornecer, em suas fichas técnicas, as informações referentes às suas características elétricas e térmicos. A Figura 17 mostra um exemplo retirado de um catálogo do módulo Maxpower CS60U-315/320/325/330P da Canadian Solar. Para possibilitar e facilitar a comparação entre marcas, fabricantes e modelos diferentes, os dados

Figura 15 – Curva I-V de uma associação em série



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Figura 16 – Curva I-V de uma associação em paralelo



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

apresentados devem conter valores obtidos sob condição de teste padrão ou *Standard Test Conditions* (STC), que se trata de uma irradiância incidente de  $1000\text{W/m}^2$ , temperatura na célula de  $25^\circ\text{C}$  e espectro AM de 1,5. Também são disponibilizados valores reais sob temperatura normal de operação da célula ou *Normal Operating Cell Temperature* (NOCT). Além disso, também são apresentados os dados mecânicos. (GAZOLI, 2016)

A eficiência do módulo fotovoltaico ( $\eta_{fv}$ ) está relacionada à área que o SFCR terá que cobrir em uma superfície para gerar a demanda de energia de um projeto. A Equação 2.1 demonstra o conceito de eficiência de um módulo fotovoltaico, assim como sua relação com a área total do gerador de um SFCR. Sendo  $I_{SC}$  a corrente de curto-circuito do módulo,  $V_{OC}$  a tensão de circuito aberto, FF o *fill factor* ou fator de ocupação, A a área e G a irradiância incidente. (PAIVA, 2016)

$$n_{fv} = \frac{P_{gerada}}{P_{incidente}} = \frac{I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot FF}{A \cdot G} = \frac{I_{MP} \cdot V_{MP}}{A \cdot G}. \quad (2.1)$$

Figura 17 – Características elétricas, mecânicas e térmicas de um módulo

<b>DADOS ELÉTRICOS/STC*</b>					<b>DADOS MECÂNICOS</b>	
CS6U	315P	320P	325P	330P	Especificação	Dados
Potência nominal máx. (P <sub>máx</sub> )	315 W	320 W	325 W	330 W	Tipo de célula	Policristalino, 6 polegadas
Tensão operacional ideal (V <sub>mp</sub> )	36,6 V	36,8 V	37,0 V	37,2 V	Organização das células	72 (6 × 12)
Corrente operacional ideal (I <sub>mp</sub> )	8,61 A	8,69 A	8,78 A	8,88 A	Dimensões	1.960 × 992 × 40 mm (77,2 × 39,1 × 1,57 pol.)
Tensão de circuito aberto (V <sub>oc</sub> )	45,1 V	45,3 V	45,5 V	45,6 V	Peso	22,4 kg (49,4 lb)
Corrente de curto-circuito (I <sub>sc</sub> )	9,18 A	9,26 A	9,34 A	9,45 A	Tampa dianteira	Vidro temperado de 3,2 mm
Eficiência do módulo	16,20%	16,46%	16,72%	16,97%	Material da estrutura	Liga de alumínio anodizado
Temperatura operacional	-40 °C ~ +85 °C				Caixa de derivação	IP67, 3 diodos
Tensão máxima do sistema	1.000 V (IEC) ou 1.000 V (UL)				Cabo	4 mm <sup>2</sup> (IEC) ou 4 mm <sup>2</sup> e 12 AWG
Desempenho do módulo	TIPO 1 (UL 1703) ou				Conectores	T4 (IEC/UL)
contra incêndio	CLASSE C (IEC 61730)				Por palete	26 peças
Classificação máx. de fusíveis da série	15 A				Por contêiner (40' HQ)	572 peças
Classificação da aplicação	Classe A				<b>CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA</b>	
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W				Especificação	Dados

\* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiação de 1.000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C.

<b>DADOS ELÉTRICOS/NOCT*</b>					<b>CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA</b>	
CS6U	315P	320P	325P	330P	Especificação	Dados
Potência nominal máx. (P <sub>máx</sub> )	228 W	232 W	236 W	239 W	Coefficiente de temperatura (P <sub>máx</sub> )	-0,41%/°C
Tensão operacional ideal (V <sub>mp</sub> )	33,4 V	33,6 V	33,7 V	33,9 V	Coefficiente de temperatura (V <sub>oc</sub> )	-0,31%/°C
Corrente operacional ideal (I <sub>mp</sub> )	6,84 A	6,91 A	6,98 A	7,05 A	Coefficiente de temperatura (I <sub>sc</sub> )	0,053%/°C
Tensão de circuito aberto (V <sub>oc</sub> )	41,5 V	41,6 V	41,8 V	41,9 V	Temperatura operacional nominal da célula	45±2 °C
Corrente de curto-circuito (I <sub>sc</sub> )	7,44 A	7,50 A	7,57 A	7,66 A		

\* Sob temperatura operacional normal da célula (NOCT), irradiação de 800 W/m<sup>2</sup>, espectro AM de 1,5, temperatura ambiente de 20 °C, velocidade do vento de 1 m/s.

Fonte: (CANADIANSOLAR, 2016)

### 2.3.1.5 Influência da irradiância e da temperatura

A geração de energia fotovoltaica é influenciada, principalmente, por dois fatores climáticos: a irradiância solar e a temperatura. Como ilustrado na Figura 17, as próprias características elétricas de um mesmo módulo variam de acordo com as condições em que foram realizados os testes (STC ou NOCT). A corrente gerada é diretamente influenciada pela irradiância de acordo com a Equação 2.2 e pela temperatura de acordo com a Equação 2.3. Já a temperatura, influencia a tensão gerada da maneira descrita pela Equação 2.4. (PAIVA, 2016)

$$I_{SC}(G) = \frac{I'_{SC}}{G'} \cdot G_{eff} \quad (2.2)$$

$$I_{SC}(T_C) = I'_{SC} + (T_C - T'_C) \cdot \frac{dI_{SC}}{dT_C} \quad (2.3)$$

$$V_{OC}(T_C) = V'_{OC} + (T_C - T'_C) \cdot \frac{dV_{OC}}{dT_C} \quad (2.4)$$

Onde,

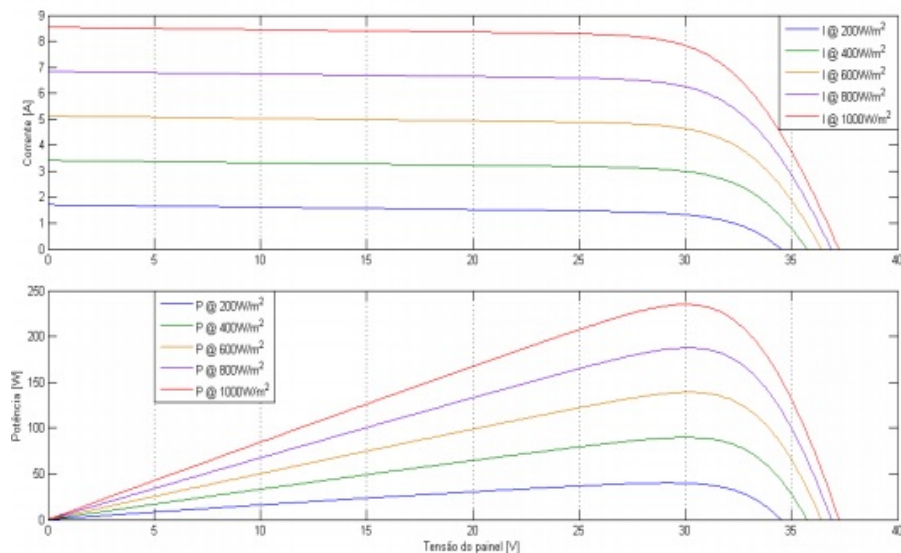
- Termos com o símbolo ('): Valores obtidos em STC;



- $G_{eff}$ : Irradiância efetiva ou incidente na célula;
- $T_C$ : Temperatura da célula;
- $\frac{dI_{SC}}{dT_C}$ : Coeficiente de temperatura da corrente de curto circuito da célula;
- $\frac{dV_{OC}}{dT_C}$ : Coeficiente de tensão de circuito aberto da célula.

Variações de irradiância provocam variações consideráveis de corrente durante a geração, porém não afeta significativamente o valor da tensão. Enquanto que a temperatura influencia prioritariamente nos valores da tensão gerada, afetando pouco a corrente. (CANTOR, 2017) As Figuras 18 e 19 ilustram as curvas I-V e P-V de módulos após o efeito da variação de irradiância e de temperatura respectivamente. (PAIVA, 2016)

Figura 18 – Curvas I-V e P-V com influência da irradiância

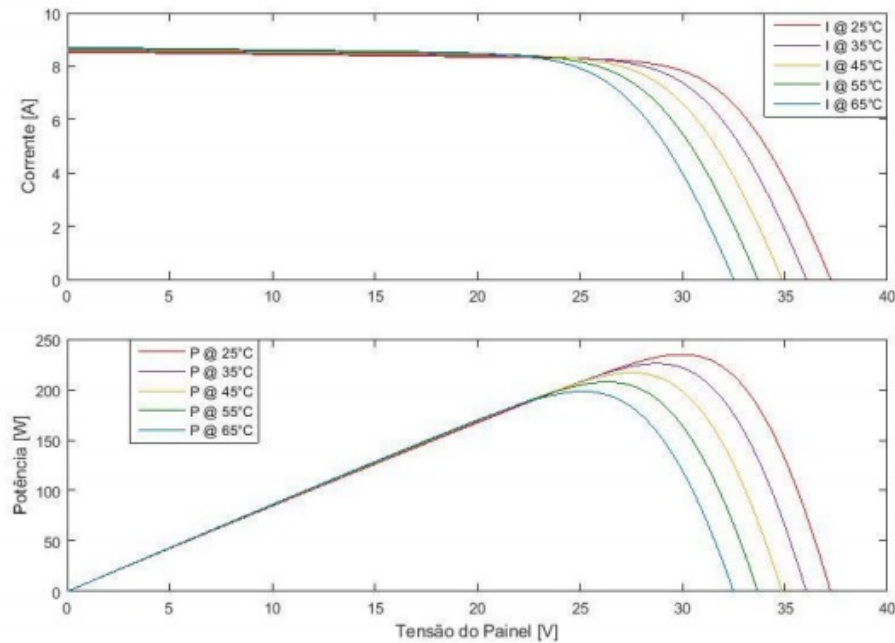


Fonte: (PAIVA, 2016)

### 2.3.2 Inversores

O inversor é o componente do sistema responsável por converter a energia elétrica em corrente contínua (CC), gerada pelos módulos FV, em energia de corrente alternada (CA), que é a forma de energia que é disponibilizada pelas concessionárias e que efetivamente chegam nas unidades consumidoras. A tensão e corrente de saída desse aparelho devem possuir amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas que irá alimentar. Além disso, no caso dos SFCR, o inversor deve garantir o sincronismo entre as fases convertidas e as fases da rede elétrica, a fim de evitar curto-circuito ao se injetar a energia gerada na rede. (PINHO; GALDINO,

Figura 19 – Curvas I-V e P-V com influência da temperatura



Fonte: (PAIVA, 2016)

2014)

Os inversores são, comumente, divididos entre em categorias de acordo com a sua utilização, sendo elas a SFI ou a SFCR, embora os princípios de funcionamento sejam basicamente os mesmos, algumas características elétricas e de melhor qualidade de energia são necessárias para que um inversor possa ser conectado à rede, enquanto que um inversor de um sistema isolado não precisa atender a tantos critérios. (ALBUQUERQUE, 2020)

### 2.3.2.1 Inversores conectados à rede

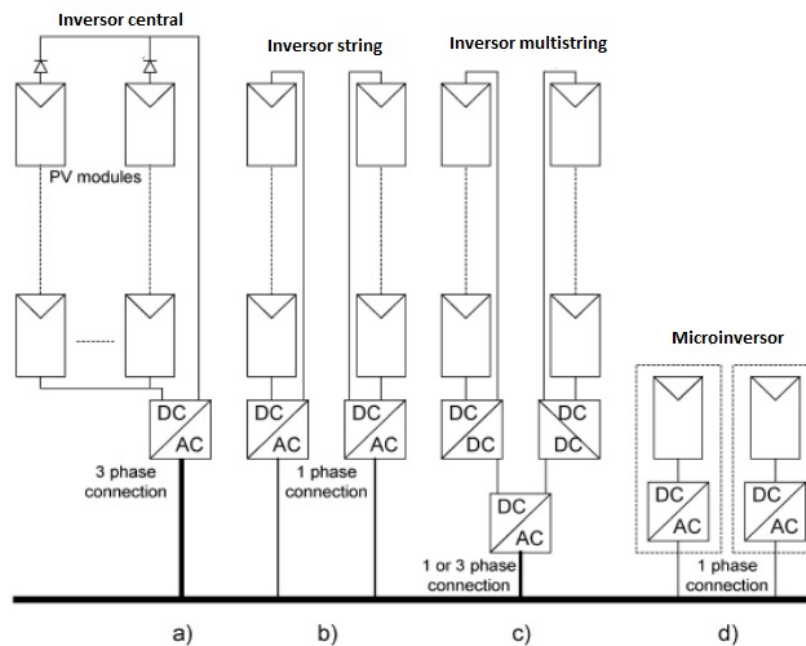
Um inversor utilizado em um sistema FV conectado à rede elétrica deve atender alguns requisitos impostos pelas concessionárias visando garantir a manutenção da qualidade de energia na sua rede. Um destes requisitos é o sincronismo, onde o inversor deve garantir que está injetando uma tensão de valores mais próximos possíveis do nível de tensão da rede, bem como uma frequência de mesmo valor, caso contrário, o inversor deve se desconectar da rede automaticamente.

Um outro requisito importante é a detecção de ilhamento. O Ilhamento é a condição em que o inversor opera enquanto a rede elétrica está desconectada, o que pode ocorrer em caso de queda de energia elétrica ou parada para manutenção. Durante esse período, o inversor deve ser obrigatoriamente desconectado, evitando que a rede elétrica que está desenergizada receba

a energia gerada pelo sistema FV, pondo em risco a segurança de dos profissionais que estão atuando na manutenção naquele momento. (GAZOLI, 2016)

O inversores SFCR podem ser classificados quanto a topologia, sendo eles do tipo (a) inversor central, (b) string, (c) multistring ou (d) microinversor (também chamado de módulo CA)

Figura 20 – Classificação quanto a configuração do sistema



Fonte: adaptado de (PAIVA, 2016)

### 2.3.2.2 Inversor central

É utilizado em sistemas onde o arranjo fotovoltaico, constituído de módulos ligados em série e em paralelo, é ligado à entrada de um único inversor. A confiabilidade nesse tipo de topologia é baixa, pois em caso de falha, todo o sistema será desligado. Há também limitações da eficiência do sistema, pois não é possível realizar o SMPT (Seguimento de Ponto de Máxima Potência) ou *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) e em caso de sombreamento em um módulo, todo o sistema terá a sua potência reduzida. Sua principal vantagem é o seu preço reduzido em relação às outras topologias. (SCHENKEL, 2015)

### 2.3.2.3 *Inversor string*

Nesta topologia cada série de módulos é conectada a um inversor string. É uma configuração mais utilizada, pois além de reduzir as perdas quando comparado ao inversor central, também possibilita uma produção em larga escala, sendo mais viável a sua utilização em construções com diferentes orientações de telhado. Esta topologia tem um custo mais elevado em comparação à que utiliza um inversor central. (PAIVA, 2016)

### 2.3.2.4 *Inversor multistring*

É caracterizado por possuir um conversor cc/cc para cada série, responsáveis por fazer o seguimento do ponto de máxima potência da sua respectiva série. O seu preço é reduzido para grandes sistemas, pois evita a necessidade de utilização de vários inversores string. (SCHENKEL, 2015)

### 2.3.2.5 *Microinversor*

Nesta topologia, o inversor é integrado a cada módulo FV, ou no caso do microinversores atuais, integrado a mais de um módulo através de entradas individuais, possibilitando o seguimento de ponto máxima potência de cada um. Com essa configuração é possível aproveitar com maior eficiência a geração, reduzindo as perdas em séries de módulos. Além disso, é mais fácil realizar uma expansão futura no sistema, que não fica limitado à potência de um inversor string.

Outro fator importante do microinversor é a segurança, pois elimina a utilização de barramentos CC de valores elevados de tensão, evitando possíveis arcos elétricos CC. (SCHENKEL, 2015)

### 2.3.2.6 *Características elétricas*

Um ponto importante na operação do inversor que visa a melhor eficiência da geração, é o Seguimento de Ponto de Máxima Potência (SPMP) ou, mais comumente utilizado, em inglês Maximum Power Point Tracking (MPPT). Como descrito anteriormente na subseção 2.3.1.4, cada módulo FV possui uma curva de operação para diferentes valores de irradiância e temperatura e cada curva possui um Ponto de Máxima Potência (MPP), portanto, se faz necessário que o inversor possua a capacidade de localizar e fazer com que os módulos operem nesses pontos,

mesmo com as constantes variações de irradiância e temperatura, e essa é a função do MPPT. (JUNIOR, 2010)

Além do número de MPPT, o catálogo dos fabricantes devem expor outras informações operacionais necessárias para o projeto, como ilustrado na Figura 21, exemplo de um modelo de inversor Fronius Primo 3.0-1.

Figura 21 – Dados de entrada e saída do inversor

**DADOS DE ENTRADA**

Quantidade de MPP Tracker	2
Corrente máx. de entrada ( $I_{cc\ máx}$ )	12 / 12 A
Corrente máx. de curto-circuito do campo do módulo	18 / 18 A
Faixa de tensão de entrada CC ( $U_{cc\ mín} - U_{cc\ máx}$ )	80 - 1000 V
Alimentação de tensão inicial ( $U_{cc\ inicial}$ )	80 V
Tensão nominal de entrada ( $U_{cc,r}$ )	710 V
Faixa de tensão MPP ( $U_{mpp\ mín} - U_{mpp\ máx}$ )	200 - 800 V
Faixa de tensão MPP utilizável	80 - 800 V
Quantidade de conexões CC	2 + 2

**DADOS DE SAÍDA**

Potência nominal CA ( $P_{ca,r}$ )	3000 W
Potência máx. de saída ( $P_{ca\ máx}$ )	3000 VA
Potência máxima de saída ( $I_{ca\ nom}$ )	13 A
Faixa de tensão CA ( $U_{mín} - U_{máx}$ )	180 - 270 V
Faixa de frequência ( $f_{mín} - f_{máx}$ )	45 - 65 Hz
Fator de distorção	< 5 % 5= %=" >
Fator de potência ( $\cos \varphi_{ca,r}$ )	0,85 - 1 ind./cap.

Fonte: (FRONIUS, 2021)

Os dados apresentados informam valores como corrente máxima (CC) de entrada, faixa de tensão (CC) máxima e mínima para operação do inversor, dados de potência, tensão e corrente de saída (CA), entre outros.

## 2.4 Normas Técnicas e Regulamentação

### 2.4.1 ANEEL - Resolução Normativa 482/2012

A resolução normativa nº 482 da ANEEL, publicada em 2012 e posteriormente alterada pela resolução normativa nº 687 de 2015, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e ao sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012)

#### 2.4.1.1 Disposições preliminares

É estabelecido inicialmente a classificação dos tipos de geração distribuída, sendo a microgeração distribuída a central geradora com potência instalada menor que 75 kW que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica e a minigeração distribuída trata-se de uma central geradora com potência entre 75 kW e 5 MW.

Em seguida são definidas as modalidades de consumo, como citado nas subseções 2.2.3, 2.2.4 e 2.2.5. (ANEEL, 2012)

O inciso VI do art. 2º trata do tipo da modalidade de consumo e geração que será aplicado no presente trabalho:

VI – empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015) (ANEEL, 2015)

#### 2.4.1.2 Acesso ao sistema de distribuição

Segundo a REN ANEEL 482/2012, as distribuidoras devem se adequar para o processo de introdução da geração distribuída nas suas redes de distribuição. O consumidor, por sua vez, se compromete a gerar uma potência com valor máximo igual à potência disponibilizada para a sua unidade consumidora, sendo necessária uma solicitação de aumento de potência em caso de necessidade de expansão. (ANEEL, 2012)

### 2.4.1.3 Sistema de compensação de energia elétrica

O sistema de compensação atende aos clientes que possuem unidades consumidoras com micro ou minigeração, que sejam integrantes de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto.

A energia ativa injetada na rede será convertida em créditos de acordo com as tarifas do horário de geração que estarão disponíveis por 60 meses.

Para empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras os créditos serão distribuídos em valores percentuais previamente acordados entre cada unidade consumidora e o faturamento mensal deve considerar a energia consumida e deduzir os valores de energia injetada e eventuais créditos remanescentes de meses anteriores, entretanto, não é possível deduzir do valor de disponibilidade para o consumidor do grupo B e nem do valor de demanda contratada para o consumidor do grupo A, sendo esses os valores mínimos das faturas mensais de cada grupo. (ANEEL, 2012)

### 2.4.2 Especificação Técnica nº 122 - Enel Ceará

Como espoxto na subseção anterior, em conformidade com a REN nº 482 da ANEEL, a distribuidora Enel Ceará publicou a sua especificação técnica nº 122 que trata sobre a conexão de micro e minigeração distribuída ao sistema elétrico da Enel, estabelecendo os critérios técnicos e as condições de acesso às redes de distribuição.

As características e quantidade de fases da conexão são definidas pela distribuidora em função das características da rede e da potência instalada da unidade geradora. (ENEL, 2018)

Tabela 2 – Tipo de conexão Enel Ceará

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

Fonte: (ENEL, 2018)

Para empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, a solicitação de acesso deve conter, obrigatoriamente, a documentação comprobatória de compromisso e interesse de todos os indivíduos integrantes. (ENEL, 2018)

### **2.4.3 Norma Técnica ABNT NBR 16690**

A Norma Brasileira (NBR) da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) é a norma que trata sobre os requisitos de projeto de instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos. O escopo desta norma inclui projeto de dimensionamento de condutores, dispositivos de proteção elétrica, equipamentos de manobra, aterramento e equipotencialização, tendo como objetivo especificar os requisitos de segurança em instalações fotovoltaicas, pois possuem a característica de trabalho com corrente contínua, que trazem um risco extra à segurança devido, principalmente, à dificuldade de extinção de arcos elétricos. (ABNT, 2019)

### **2.4.4 Norma Técnica ABNT NBR 16274**

A ABNT NBR 16274 é responsável por estabelecer as informações e a documentação necessária para a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Essa norma não se aplica a sistemas isolados, pois estes não necessitam de documentação e nem de regulamentação para operar.

Esta norma descreve também procedimentos de ensaios e testes de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema (ABNT, 2014)

### **2.4.5 Perspectivas futuras com o PL 5829/2019**

O Projeto de Lei (PL) nº 5829 de 2019, conhecido como Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, foi aprovado na câmara dos deputados em agosto de 2021 e, até a data do presente trabalho, aguarda aprovação no senado para, enfim, poder ser sancionado pelo presidente da república.

O PL propõe algumas mudanças nas legislações atuais a respeito da GD, que, se aprovado, passará a vigorar após 12 meses de sua publicação oficial, porém quem já possui um sistema FV ou adquirir um durante esse período terão acesso às regras de compensação vigentes até o momento até o dia 31 de dezembro de 2045. (PL5829, 2019)

Dentre as principais alterações está a cobrança gradual de uma parcela da tarifa chamada de “TUSD Fio B”, que sobre de 0% a 100% em 6 anos, para sistemas de geração de até 500kW ligados junto à carga, já para os sistemas de consumo remoto acima de 500 kW, a cobrança será da TUSD Fio B mais uma porcentagem da TUSD Fio B. Estas parcelas da tarifa



são relativas à utilização das linhas de transmissão e distribuição de energia. (PL5829, 2019)

Outros pontos importantes tratados no PL são a possibilidade de vender os créditos de energia não utilizados à concessionária. Foi alterada também a forma de divisão de créditos entre diferentes UCs de um mesmo sistema, sendo possível estabelecer uma ordem de prioridade. (PL5829, 2019)

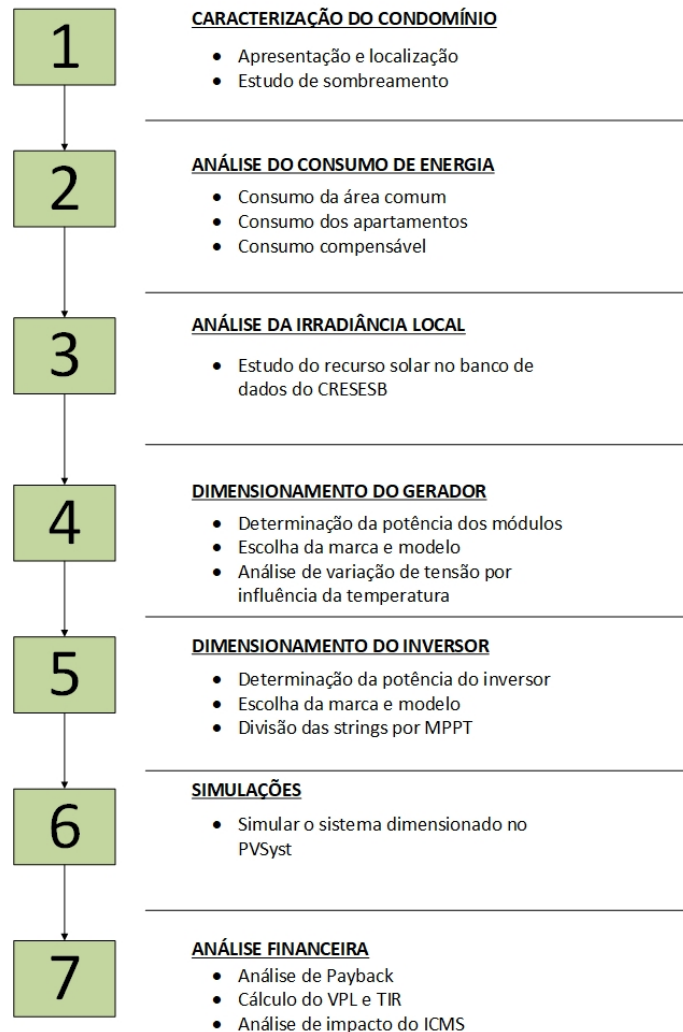
Ainda segundo o PL nº 5829/2019, a UC de grupo B que deseja instalar um sistema FV de até 112,5 kW e disponha de um transformador de potência maior ou igual, poderá solicitar a permanência na tarifação do grupo B, tornando-se assim do grupo B optante.

A cobrança do valor de disponibilidade também sofrerá alterações, sendo cobrado apenas se o valor de consumo da energia fornecida pela concessionária foi inferior ao valor mínimo faturável, salvo algumas exceções. (PL5829, 2019)

### 3 PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

#### 3.1 Metodologia

Figura 22 – Metodologia de projeto e análise



Fonte: O autor

O presente trabalho segue uma metodologia de projeto de dimensionamento do sistema FV realizado de acordo com o que é exposto em Pinho e Galdino (2014), seguido de uma simulação computacional do projeto realizado e análise dos resultados, finalizando com um estudo de viabilidade financeira da implementação desse sistema.

A parte de projeto é composta por 5 etapas: caracterização do condomínio, estudo do consumo de energia no empreendimento, análise da irradiação solar local, dimensionamento dos módulos geradores FV e o dimensionamento do inversor.

A simulação computacional é realizada no software PVsyst, com demonstração das principais configurações e uma posterior análise do relatório gerado pelo próprio programa.

E, por fim, o estudo de viabilidade financeira para se determinar o tempo de *payback* e o Valor Presente Líquido e os impactos da cobrança do ICMS.

### 3.2 Caracterização do condomínio

O condomínio a ser estudado no presente trabalho é o Residencial Armani, localizado na Rua Correia Lima nº 250 no bairro Demócrito Rocha, nas proximidades da lagoa da Parangaba, em Fortaleza – CE (Figura 23). O empreendimento conta com duas torres de 4 andares cada uma e 8 apartamentos por andar, com exceção do andar térreo do Bloco B, onde está localizado o salão de eventos onde teria um apartamento, totalizando, assim, 63 apartamentos. A construção está localizada em um terreno de 3590 m<sup>2</sup>, sendo 1380 m<sup>2</sup> a área ocupada pelos dois prédios.

A unidade consumidora da área comum do condomínio é classificada como grupo B1 residencial trifásica, e os apartamentos são do grupo B1 residencial com conexão monofásica.

Figura 23 – Vista aérea do local



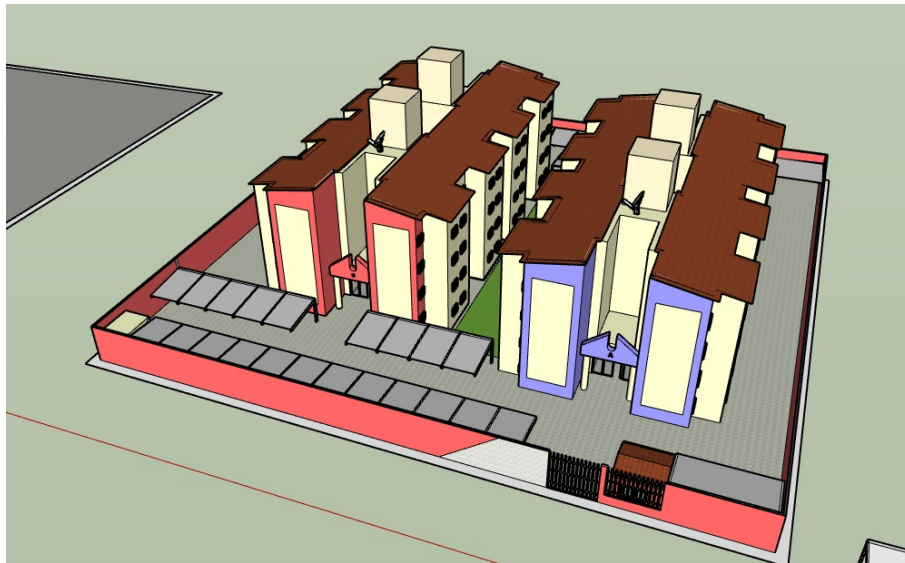
Fonte: Google Maps

### 3.2.1 Modelo e Estudo de Sombreamento

Para se determinar o melhor local para a instalação do sistema FV nesse caso, é necessário realizar um estudo de sombreamento no telhado dos prédios, para isso, foi construído um modelo 3D utilizando o *Software SketchUp*, que possui uma versão gratuita online com funções limitadas e uma versão completa de teste gratuito por 30 dias.

O modelo ilustrado na Figura 24 foi construído com as medidas reais dos prédios através da versão de teste gratuita do *SketchUp*.

Figura 24 – Modelo 3D do empreendimento



Fonte: O autor

Utilizando a ferramenta de geolocalização presente no *SketchUp*, é possível realizar o estudo das regiões sombreadas no telhado do modelo durante diferentes períodos do dia e meses do ano. Esta ferramenta posiciona o modelo em relação aos eixos de acordo com a sua orientação geográfica, conforme mostra a Figura 25

A análise foi feita em intervalos de 1 hora entre 7h e 17h nos dias 21 de junho e 21 de dezembro, que são os solstícios de inverno e verão respectivamente, a Figura 26 mostra um exemplo do estudo de sombreamento do dia 21 de dezembro às 14h. Percebe-se que as sombras nesse momento projetam-se sobre a parte central dos telhados.

Uma característica dessa construção é que as 4 caixas d'água projetam sombras nas duas metades dos telhados, o que ocasiona uma redução considerável da área útil livre de sombras.

Após a análise descrita acima ser realizada, foram demarcadas no modelo as áreas livres de sombra (em verde) ilustradas na Figura 27. O telhado possui uma área de 1200 m<sup>2</sup> e

Figura 25 – Geolocalização do modelo



Fonte: O autor

Figura 26 – Exemplo de estudo de sombreamento



Fonte: O autor

a região em verde representa aproximadamente 34% do total (410 m<sup>2</sup>). as sombras projetadas pelas caixas d'água percorrem toda a área não demarcada durante o dia, sendo predominantes na metade esquerda durante o primeiro semestre e na metade direita durante o segundo semestre. Para garantir a segurança dos trabalhadores durante a instalação, é reservado uma faixa de segurança de 0,5 m nas extremidades do telhado, totalizando uma área de 30 m<sup>2</sup>, e ocasionando uma redução da área útil total para 380 m<sup>2</sup>.

Figura 27 – Áreas demarcadas após análise de sombreamento



Fonte: O autor

### 3.3 Análise do Consumo de Energia

A análise de consumo de energia da área comum do condomínio foi realizada no período entre fevereiro de 2020 e janeiro de 2021, quando foi registrada uma média mensal de 733 kWh de consumo, como descrito na Tabela 3.

Para a análise dos dados de consumo dos apartamentos, foram coletadas as médias mensais de consumo de 13 apartamentos, que possuem valores próximos, com diferença de aproximadamente 60 kWh entre o maior e o menor.

Para fins de projeto, a metodologia utilizada será considerar o valor de consumo total dos apartamentos como sendo a média dos dados coletados multiplicado pelo número de apartamentos, conforme Tabela 4.

Obtendo-se, por fim, um consumo médio mensal total de 13866,49 kWh.

#### 3.3.1 Consumo compensável

Tendo em vista que, segundo a REN 687 da ANEEL, as concessionárias de energia devem cobrar no mínimo o valor referente ao custo de disponibilidade da rede para o consumidor

Tabela 3 – Valores de consumo do condomínio

Mês/Ano	Consumo (kWh)
Fev/2020	683
Mar/2020	743
Abr/2020	725
Mai/2020	660
Jun/2020	766
Jul/2020	741
Ago/2020	750
Set/2020	744
Out/2020	763
Nov/2020	713
Dez/2020	778
Jan/2021	735
<b>Média Mensal (kWh)</b>	<b>733,41</b>
<b>Total Anual (kWh)</b>	<b>8801</b>

Fonte: Fatura de energia do condomínio

Tabela 4 – Valores de consumo coletados nos apartamentos

Apartamento	Consumo Médio Mensal (kWh)
1	179
2	182
3	183
4	184
5	193
6	196
7	207
8	215
9	226
10	227
11	236
12	238
13	244
<b>Média (kWh)</b>	<b>208,46</b>
<b>Consumo médio mensal de todos os 63 apartamentos (kWh)</b>	<b>13133,08</b>

Fonte: Fatura de energia dos condôminos

do grupo B (ANEEL, 2015), deverá ser feita uma dedução do valor total do consumo, a fim de evitar um superdimensionamento do sistema FV. Para o caso de uma unidade com fornecimento monofásico o consumo mínimo considerado para a taxa de disponibilidade equivale a 30 kWh, para uma unidade bifásica é de 50 kWh e para unidades trifásicas o consumo mínimo é de 100 kWh. Portanto, a Tabela 5 descreve as deduções dos valores de consumo.

Tabela 5 – Dedução do custo de disponibilidade

Unidade Consumidora	Tipo de Fornecimento	Consumo Mínimo (kWh)	Quantidade	Valor a Deduzir (kWh)
Apartamentos	Monofásico	30	63	1890
Área Comum	Trifásico	100	1	100
<b>Total</b>				<b>1990</b>

Fonte: O autor

Outro fator importante a se considerar para evitar superdimensionamento do sistema

é a consequência da pandemia do Corona Vírus no perfil de consumo de energia elétrica em unidades residenciais, segundo o Ministério de Minas e Energias (MME), o estado de isolamento durante a pandemia provocou um aumento de 6,5% no consumo de energia residencial (ROSA, 2020). No caso dos 63 apartamentos, esse aumento equivale a 801,5 kWh. Esta dedução só será aplicada às unidades dos apartamentos, pois não caracteriza uma mudança considerável no consumo da área comum.

A Tabela 6 descreve o consumo compensável após todas as deduções aplicadas.

Tabela 6 – Valor de consumo compensável

	<b>Apartamentos</b>	<b>Área Comum</b>
<b>Consumo Inicial (kWh)</b>	13133,08	733,41
<b>Valor de Disponibilidade (kWh)</b>	1890	100
<b>Pandemia do Covid (kWh)</b>	801,5	0
<b>Novo Valor de Consumo (kWh)</b>	10441,58	633,41
<b>Total (kWh)</b>	11074,99	

Fonte: O autor

### 3.4 Análise da Irradiação Local

A análise da irradiação foi feita através da ferramenta SunData v 3.0 do Centro de Referência Para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), esta ferramenta consiste em um banco de dados que se destina ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em todo o Brasil, através do estudo de mais de 72 mil pontos no território nacional ao longo de 17 anos. (CRESESB, 2018)

A pesquisa é feita através das coordenadas geográficas (latitude e longitude) do local de interesse, no caso do condomínio em questão, suas coordenadas são -3.765075, -38.562859, onde o primeiro número indica a latitude e o sinal negativo significa que está localizado no hemisfério Sul e o segundo número se refere à longitude e o sinal indica sua localização no Oeste. Ao se realizar a pesquisa o SunData exibe os valores de irradiação disponíveis do ponto mais próximo ao local desejado, para estas coordenadas informadas o ponto onde se tem os valores informados está localizado a uma distância de 4,3 km.

A Figura 28 mostra os dados de irradiação obtidos para diferentes inclinações, para o presente trabalho foram utilizados os valores de maior mínimo mensal devido à sua inclinação ser mais próxima à do telhado do prédio.



Figura 28 – Dados de irradiação do local

Estação: Fortaleza  
 Município: Fortaleza, CE - BRASIL  
 Latitude: 3,801° S  
 Longitude: 38,549° O  
 Distância do ponto de ref. ( 3,785075° S; 38,562859° O) :4,3 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,75	5,77	5,57	4,86	5,19	5,23	5,45	5,89	6,05	6,30	6,34	5,94	5,69	1,48
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	4° N	5,60	5,68	5,56	4,92	5,33	5,41	5,62	6,01	6,08	6,22	6,18	5,77	5,70	1,30
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	3° N	5,64	5,70	5,56	4,90	5,30	5,37	5,58	5,99	6,07	6,24	6,22	5,81	5,70	1,34
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	16° N	5,05	5,30	5,41	5,00	5,63	5,84	6,02	6,24	6,02	5,88	5,60	5,14	5,59	1,24

Fonte: (CRESESB, 2018)

### 3.5 Dimensionamento dos Módulos

Para o dimensionamento dos geradores FV foi utilizada a metodologia apresentada em (PINHO; GALDINO, 2014). A Equação 3.2 é utilizada para determinar a potência fotovoltaica instalada para que a unidade geradora possa fornecer a energia necessária.

$$P_{FV} = \frac{E.G}{H.TD} \quad (3.1)$$

Onde,

- $P_{FV}$  é a potência FV instalada em kWp;
- $E$  é o consumo médio diário no período de uma ano em kWh.;
- $G$  é a irradiação solar do STC (1 kWh/m<sup>2</sup>.dia)
- $H$  é a irradiação local em kWh/m<sup>2</sup>.dia descrita na sessão anterior;
- $TD$  é a Taxa de Desempenho. Segundo Pinho, Galdino, 2014, a TD, ou em inglês, Performance Ratio (PR) atualmente apresenta valores próximos a 80% .

O valor de consumo médio diário é determinado pelo valor médio mensal de 11074,99 kWh apresentado na sessão 3.3 multiplicado pelos 12 meses e dividido por 365 dias, obtendo-se o valor de 364,1 kWh por dia. Ao se aplicar este valor na Equação 3.2, é calculada a potência fotovoltaica necessária de 81,4 kWp. Porém, para se manter na microgeração distribuída, a potência instalada será limitada a 75 kWp.

O módulo escolhido para o projeto foi o modelo Vertex TSM-DE18M(II) da Trina Solar, um módulo monocristalino de 150 células com potência nominal de 500 W, com aproximadamente 2,39 m<sup>2</sup> de área e uma massa de 26,3 kg. A Tabela 7 apresenta as principais características do equipamento e o catálogo completo do produto encontra-se no Anexo A.

Para se determinar a quantidade de módulos necessários para um potência nominal

Tabela 7 – Características do módulo selecionado

Dados de STC	
Potência Nominal (Wp)	500
Tensão no Ponto de Máxima Potência (V)	42,8
Corrente no Ponto de Máxima Potência (A)	11,69
Tensão de Circuito Aberto (V)	51,7
Corrente de Curto Circuito (A)	12,28
Eficiência do Módulo (%)	20,9
Temperatura Nominal de Operação (°C)	41 (±3)
Coefficiente de Temperatura de Máxima Potência (%/°C)	-0,36
Coefficiente de Temperatura de Tensão (%/°C)	-0,26
Coefficiente de Temperatura de Corrente (%/°C)	0,04

Fonte: (TRINASOLAR, 2020)

de 75 kWp é utilizada a seguinte equação:

$$Q_{de\text{Módulos}} = \frac{P_{FV}}{P_{Mod}} = \frac{75kWp}{500Wp} = 150. \quad (3.2)$$

Sabendo-se que cada módulo possui uma área de 2,39 m<sup>2</sup>, a área total dos painéis será de 358,5 m<sup>2</sup>, estando, assim, de acordo com a área útil total do telhado.

### 3.6 Dimensionamento do Inversor

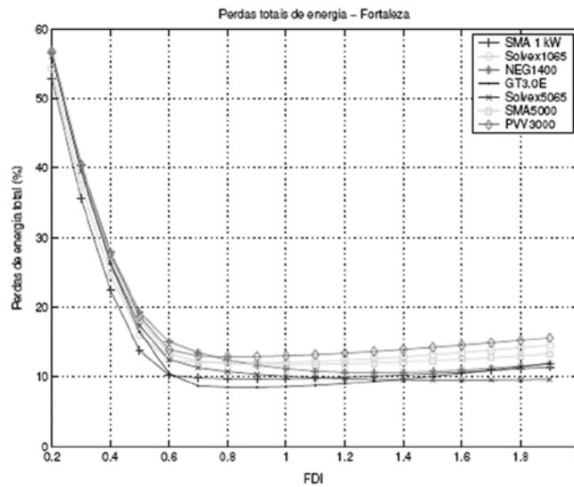
Um gerador FV raramente fornece a sua potência nominal máxima durante a sua operação devido às diferenças entre as características ambientais durante a sua geração e as características de teste (STC). Portanto, uma medida utilizada para a redução dos custos de projeto é o subdimensionamento do inversor.

Para essa análise, calcula-se o Fator de Dimensionamento de Inversor (FDI), que representa a relação entre a potência de saída CA do inversor e a potência nominal dos geradores FV. Estudos realizados em diversos inversores mostram que inversores dimensionados com FDI entre 0,6 e 1 possuem perdas de energia reduzidas, enquanto valores abaixo de 0,6 possuem perdas consideráveis devido ao sobrecarregamento do inversor e a sua consequente limitação da potência de saída. (PEREIRA; GONÇALVES, 2008)

O FDI é determinado através da relação mostrada na Equação 3.3. Para um sistema de 75 kWp e um inversor de 60 kW CA, o FDI é de 0,8, que está dentro da margem de atuação com perdas minimizadas.

$$FDI = \frac{P_{NominalCA}}{P_{FV}}. \quad (3.3)$$

Figura 29 – Estudo de perdas em relação ao FDI



Fonte: (PEREIRA; GONÇALVES, 2008)

O inversor escolhido para o projeto é o modelo GW60KN-MT da Goodwe. A Tabela 8 mostra as principais características e o datasheet completo encontra-se no Anexo B

Tabela 8 – Características do inversor selecionado

Dados de Entrada (CC)	
Potência Máxima (W)	80000
Tensão Máxima (V)	1100
Tensão de Partida (V)	210
Faixa de Tensão por MPPT (V)	200 - 1000
Tensão Nominal (V)	620
Corrente Máxima por MPPT (A)	33
Quantidade de MPPTs	6
Quantidade de Strings por MPPT	3
Dados de Saída (CA)	
Potência Nominal (W)	60000
Máxima Potência Aparente (VA)	66000
Máxima Corrente (A)	96
Tensão Nominal (V)	380
Frequência (Hz)	50/60
Eficiência (%)	98,8

Fonte: (GROWATT, 2020)

Para realizar a divisão dos módulos entre as entradas MPPT do inversor é necessário realizar uma análise das variações de tensão consequentes da variação da temperatura para que a tensão total das strings se mantenha sempre na faixa de operação informada pelo fabricante.

Considerando a temperatura mínima média de Fortaleza como 24°C e a mínima histórica desde 1970 como 19,4°C (WHEATHERSPARK, 2020), é possível estabelecer a faixa de temperatura de operação entre 20°C e 70°C para a realização do cálculo.

A Equação 2.4 e os valores de tensão de circuito aberto e coeficientes de temperatura da Tabela 7 são utilizados para determinar a tensão de circuito aberto nos pontos de máxima e

mínima temperatura apresentados na Tabela 9, para, então, ser possível realizar a divisão das strings no inversor.

Tabela 9 – Faixa de tensão de acordo com a temperatura

Temperatura (°C)	Tensão de Circuito Aberto (V)
20	52,3
70	45,6

Fonte: O autor

A quantidade de módulos em série em uma string conectada ao inversor deve ser determinada de acordo com a tensão CC resultante da associação, obedecendo à seguinte relação:

$$\frac{V_{iMPPTmin}}{V_{Tmax}} < \text{Quantidade de Módulos em Série} < \frac{V_{iMPPTmax}}{V_{Tmin}} \quad (3.4)$$

Onde,

- $V_{iMPPTmin}$  é a tensão mínima de entrada do MPPT do inversor (200 V);
- $V_{iMPPTmax}$  é a tensão máxima de entrada do MPPT do inversor (1000 V);
- $V_{Tmin}$  é a tensão do módulo na temperatura mínima (52,3 V);
- $V_{Tmax}$  é a tensão do módulo na temperatura máxima (45,6 V).

Para os valores acima, a quantidade de módulos em série deve estar entre 4,38 e 19,1.

Já para a corrente de entrada é necessária a análise da quantidade de strings em paralelo conectadas em cada MPPT de acordo com a Equação 3.5

$$\text{Número de Strings em Paralelo} < \frac{I_{iMax}}{I_{SC}} \quad (3.5)$$

Onde,

- $I_{iMax}$  é a corrente CC máxima de entrada em cada MPPT (33 A);
- $I_{SC}$  é a corrente de curto circuito do módulo (12,28 A).

Portanto, para os valores listados acima, a quantidade máxima de strings em paralelo em cada MPPT deve ser menor que 2,68.

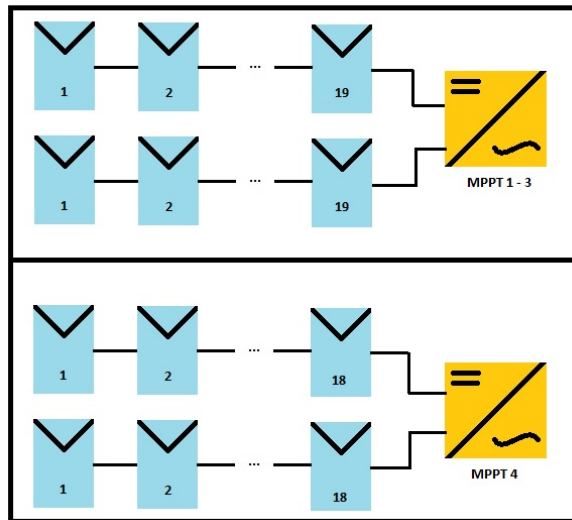
Tabela 10 – Parâmetros limite de conexão do inversor

Parâmetro	Quantidade
Módulos em Série	5 - 19
Strings em Paralelo	1 - 2

Fonte: O autor

Por fim, foi proposta uma conexão de duas strings de 19 módulos em 3 dos 4 MPPT e duas strings de 18 módulos no MPPT restante, para um melhor balanceamento da quantidade de módulos entre os MPPTs do inversor. A divisão encontra-se ilustrada na Figura 30.

Figura 30 – Conexão dos módulos ao inversor



Fonte: O autor

### 3.7 Simulação do Sistema Projetado

Após o dimensionamento dos componentes, é importante que seja feita uma simulação computacional para que seja possível ter uma previsão do comportamento e da geração do sistema. Para a simulação neste presente trabalho, foi utilizado o *Software PVsyst*.

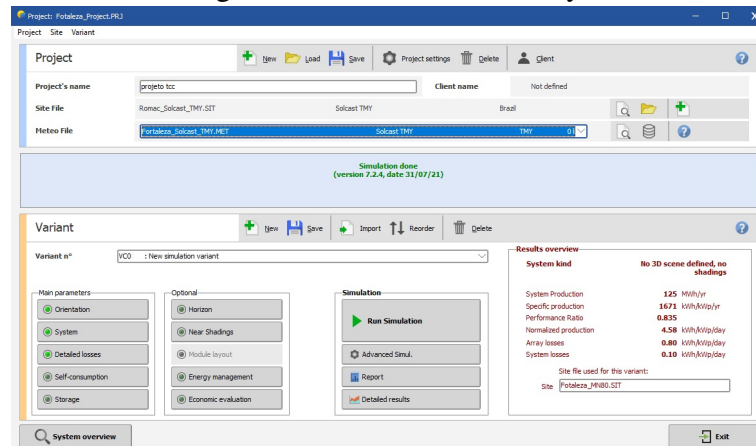
O *PVsyst* é utilizado por profissionais para simulações de sistemas FV, estudo de perdas, análise de viabilidade financeira, emissão de documentação técnica e relatórios de projeto, etc. O Software possui uma licença que varia de 25,00 a 600,00 Francos Suíços (entre R\$ 142,92 e R\$ 3429,97 na cotação do período de julho de 2021), e é possível também obter uma versão de teste de 1 mês gratuitamente, utilizada neste trabalho.

#### 3.7.1 Configuração

A interface do *PVsyst* está ilustrada na Figura 31, nesta janela encontram-se as opções disponíveis para a configuração do sistema, da orientação geográfica, detalhamento de perdas entre outras características.

Primeiramente foi feita a geolocalização do empreendimento, para isso, o software

Figura 31 – Interface do PVsyst



Fonte: Capturado do PVsyst

dispõe de diversos bancos de dados de valores de irradiação fornecidos por diferentes agências responsáveis por esse tipo de estudo. O banco de dados Solcast TMY é o que possui os valores mais próximos aos do CRESESB, por isso foi o escolhido para a simulação.

Figura 32 – Valores de irradiação PVsyst

Site: **Romac (Brazil)**  
Data source: Solcast TMY

	Global horizontal irradiation kWh/m <sup>2</sup> /day	Horizontal diffuse irradiation kWh/m <sup>2</sup> /day	Temperature °C	Wind Velocity m/s	Relative humidity %
January	5.27	2.36	26.6	5.69	80.4
February	5.06	2.36	26.5	4.96	82.9
March	4.92	2.29	26.5	4.32	82.9
April	4.78	2.34	26.5	4.51	83.7
May	4.97	2.03	27.2	5.11	80.5
June	5.19	1.78	26.8	6.62	77.0
July	5.50	1.67	26.3	6.51	76.0
August	6.19	1.59	26.6	7.42	72.3
September	6.53	1.76	26.7	7.65	71.4
October	6.44	2.03	26.9	7.61	72.4
November	6.22	2.11	27.0	7.25	73.8
December	5.84	2.41	27.0	6.66	75.9
<b>Year</b>	<b>5.58</b>	<b>2.06</b>	<b>26.7</b>	<b>6.2</b>	<b>77.4</b>

Fonte: Capturado do PVsyst

Em seguida foi determinada a faixa de temperatura de operação, uma configuração importante pois o próprio PVsyst realiza os cálculos de tensões máximas e mínimas, e tendo em vista que o padrão de temperatura mínima do software é de -20°C a discrepância entre valores projetados e simulados seria alta.

Para a configuração da orientação geográfica do sistema foi utilizada a ferramenta de medição do Google Earth ilustrada na Figura 34, onde a linha amarela é a linha de referência traçada para a realização de medição do ângulo da fachada do prédio em relação ao norte, sendo

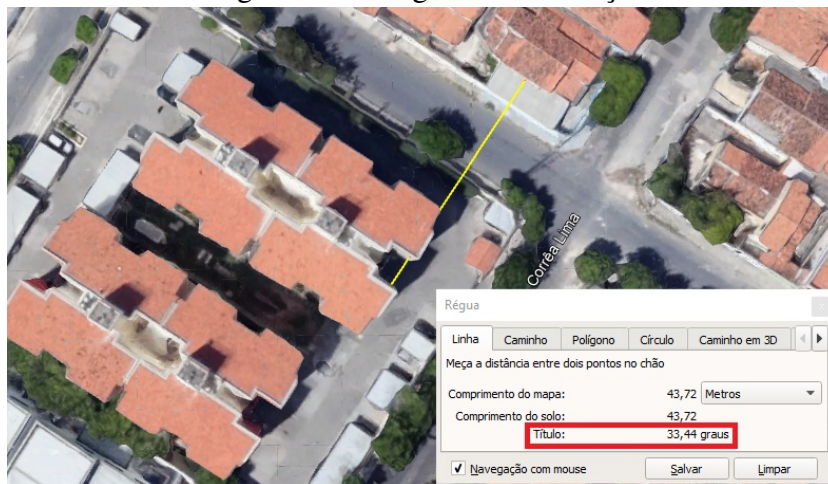
Figura 33 – Valores de temperatura do PVsyst

Site-dependent design parameters		Default
Reference temperatures for array design with respect to the inverter input voltages	Lower temperature for Absolute Voltage limit	20 °C <input type="checkbox"/>
	Winter operating temperature for VmppMax design	20 °C <input checked="" type="checkbox"/>
	Usual operating temperature under 1000 W/m <sup>2</sup>	60 °C <input type="checkbox"/>
	Summer operating temperature for VmppMin design	70 °C <input type="checkbox"/>

Fonte: Capturado do PVsyst

obtido, por fim, o valor de 33,4°.

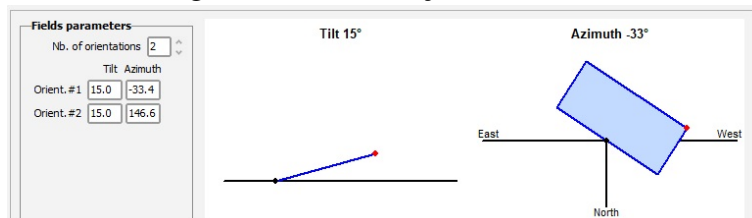
Figura 34 – Ângulo de orientação



Fonte: Google Earth

A orientação no software é feita através da inclinação do plano de instalação do sistema (*Tilt*) e da orientação medida anteriormente (*Azimuth*). O *Tilt* é igual à inclinação do telhado, neste caso, 15°, já o *Azimuth* possui dois valores que representam cada metade do telhado de cada prédio, o primeiro equivale a -33,4° e o outro, na posição oposta, é rotacionado em 180°, sendo posicionado em 146,6°.

Figura 35 – Orientações do sistema



Fonte: Capturado do PVsyst

Em seguida é realizada a escolha dos componentes do sistema, de acordo com os descritos nas sessões 3.5 e 3.6. O software dispõe uma lista de diversos fabricantes e modelos de

módulos e inversores, incluindo os selecionados no projeto. Foram distribuídas duas entradas MPPT para cada orientação e conectadas do modo como foi descrito na sessão anterior.

Figura 36 – Componentes selecionados e divisão dos MPPTs

The screenshot shows the PVsyst software interface. The top section is titled 'Select the PV module' and shows the selection of 'Trina Solar' modules with a filter set to 'All PV modules'. The bottom section is titled 'Select the inverter' and shows the selection of a 'Goodwe' inverter. The right side of the interface displays a table of MPPT configurations.

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
Orientação 1 - MPPT 1		
Trina Solar - TSM-DE18M-(11)-500	19	2
Goodwe - GW600N-MT	1	1
Orientação 1 - MPPT 2		
Trina Solar - TSM-DE18M-(11)-500	18	2
Goodwe - GW600N-MT	1	1
Orientação 2 - MPPT 3		
Trina Solar - TSM-DE18M-(11)-500	19	2
Goodwe - GW600N-MT	1	1
Orientação 2 - MPPT 4		
Trina Solar - TSM-DE18M-(11)-500	19	2
Goodwe - GW600N-MT	1	1

Fonte: Capturado do PVsyst

### 3.8 Resultados de Simulação

A simulação realizada no PVsyst gera um relatório final contendo uma apresentação das características do sistema, previsão de perdas na geração e conversão da energia e os resultados de geração mensal, anual e no período de vida útil estimada em 25 anos. A seguir serão discutidos alguns dos principais resultados. O relatório completo encontra-se no Anexo C

#### 3.8.1 Geração prevista

A previsão da geração de energia útil, ou seja, a energia que será injetada na rede após todas as perdas tanto na geração quanto na conversão, é de 125254 kWh por ano, que equivale a uma média mensal de 10437,8 kWh com uma TD de 83,48%, maior que o previsto no cálculo de dimensionamento do sistema, porém a simulação ainda conta com algumas idealidades, que, ao se realizar um estudo de perdas mais detalhado durante a configuração, serão extinguidas, causando uma diminuição do valor da TD. A Tabela 11 e a Figura 37 apresentam os dados retirados do relatório gerado automaticamente pelo software.

#### 3.8.2 Geração durante a vida útil

Os sistemas FV atuais operam com uma garantia de vida útil mínima de 25 anos, porém, a geração não mantém o mesmo nível durante todo esse período devido ao desgaste dos componentes. Os fabricantes de módulos disponibilizam em seus catálogos o valor percentual de atenuação de geração anual dos seus produtos, no caso do módulo utilizado neste projeto, esse valor é de 2% no primeiro ano e 0,55% ao ano para os anos seguintes. Ao se realizar a simulação

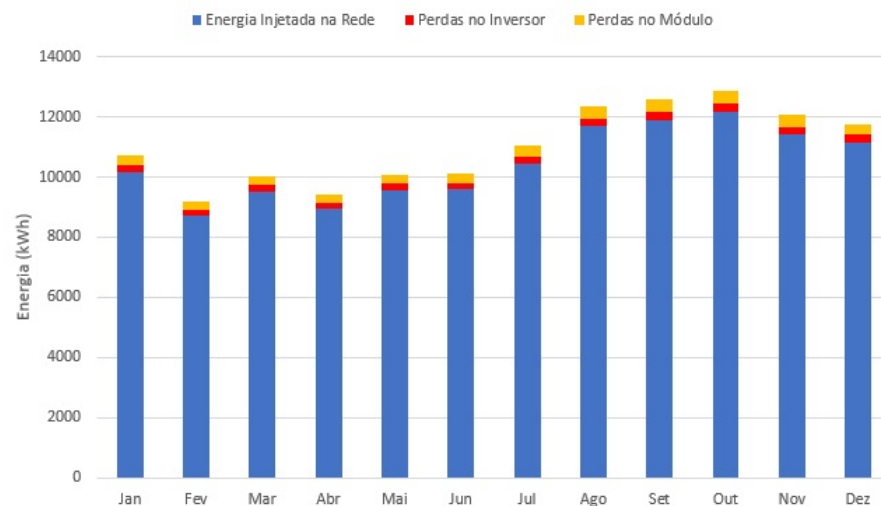


Tabela 11 – Geração prevista pela simulação

Mês	Energia Injetada Na Rede (kWh)	Perdas no Inversor (kWh)	Perdas no Módulo (kWh)
Jan	10172	229	321,8
Fev	8708	202	280,6
Mar	9528	213	295,7
Abr	8949	200	276,1
Mai	9555	212	298,1
Jun	9590	217	303,6
Jul	10453	237	337,9
Ago	11680	273	390,8
Set	11902	281	406,2
Out	12162	285	411,6
Nov	11407	266	382,4
Dez	11148	255	364,8
<b>Total Anual (kWh)</b>	<b>125254</b>	<b>2870</b>	<b>4069,6</b>

Fonte: Adaptado do Relatório de Simulação

Figura 37 – Geração Prevista pela simulação



Fonte: Adaptado do Relatório de Simulação

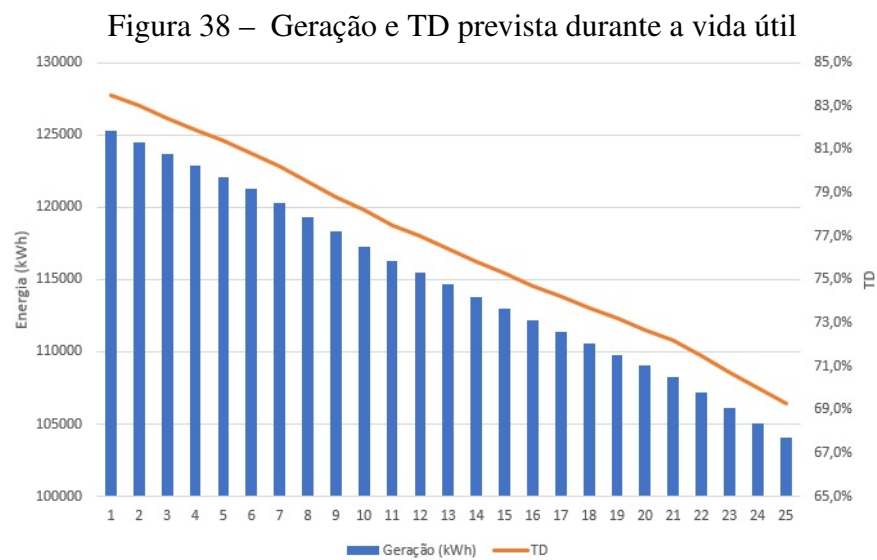
na função *Aging Tool*, o PVsyst faz a previsão de degradação do sistema ao longo do período desejado.

A energia gerada decai anualmente, começando no valor de 125254 kWh no primeiro ano e passando a gerar 104022 kWh no vigésimo quinto ano, com uma redução de 17% na TD, caindo de 83,5% para 69,3%.

Tabela 12 – Geração prevista durante o período de vida útil

Ano	Geração (kWh)	TD (%)
1	125254	83,5%
2	124461	83,0%
3	123668	82,4%
4	122876	81,9%
5	122083	81,4%
6	121290	80,8%
7	120293	80,2%
8	119296	79,5%
9	118298	78,8%
10	117301	78,2%
11	116304	77,5%
12	115470	77,0%
13	114636	76,4%
14	113803	75,8%
15	112969	75,3%
16	112135	74,7%
17	111361	74,2%
18	110587	73,7%
19	109813	73,2%
20	109039	72,7%
21	108265	72,2%
22	107204	71,5%
23	106143	70,7%
24	105083	70,0%
25	104022	69,3%

Fonte: Adaptado do Relatório de Simulação



Fonte: Adaptado do Relatório de Simulação

## 4 VIABILIDADE FINANCEIRA

No presente capítulo será apresentado o estudo de viabilidade financeira, conceituando as principais ferramentas da matemática financeira utilizada nesse tipo de análise, além de abordar as tarifas de energia atuais e a influência dos impostos no tempo de retorno de investimento.

### 4.1 Conceitos de Análise Financeira

Em uma análise de viabilidade financeira da implantação de um sistema FV, devem ser abordados conceitos de matemática financeira como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*, que é o tempo de retorno do investimento. Além disso, devem ser estudados os valores de mercado atuais do kWp instalado e as tarifas e impostos sobre a energia elétrica. (NAKABAYASHI, 2014)

#### 4.1.1 Fluxo de Caixa

O Fluxo de Caixa é um registro e controle da movimentação do caixa, compreendendo assim as entradas e saídas dos recursos financeiros que tenham ocorrido durante um determinado período. (FRIEDRICH, 2005)

Para um sistema FV, o fluxo de caixa utilizado segue o modelo apresentado na Tabela 13, onde Investimento é o valor inicial para a aquisição do sistema, Receita é o valor de desconto na fatura de energia ocasionada pela compensação de energia e O&M representa o valor de operação de manutenção. Os valores com sinal negativo representam as saídas (despesas) enquanto que os valores positivos representam as entradas (receitas). (NAKABAYASHI, 2014)

Tabela 13 – Fluxo de caixa do projeto

Ano	0	1	2	3	...	25
<b>Fluxo de Caixa</b>	- Investimento Inicial	+ Receita - O&M	+ Receita - O&M	+ Receita - O&M	...	+ Receita - O&M

Fonte: adaptado de (NAKABAYASHI, 2014)

#### 4.1.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é uma taxa de referência na questão da análise de viabilidade de projetos e pode ser entendida como a taxa mínima que um determinado

investidor pretende receber em um investimento, e é composta basicamente por uma taxa de juros básica (livre de risco) e uma parcela de juros que compense o risco do investimento. (SILVA; JANNI, 2021)

#### 4.1.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é uma técnica de análise de investimentos muito utilizada que consiste em atualizar o fluxo de caixa e comparar esse valor com o investimento inicial, ou seja, realiza-se um "deslocamento" dos valores do fluxo de caixa durante o período para os valores presentes, utilizando-se uma taxa de juros (MARQUES, 2020). Esse deslocamento é necessário devido à variação do valor do dinheiro no tempo.

A Equação 4.1 apresenta a expressão utilizada para o cálculo do VPL, onde  $I_0$  é o investimento inicial,  $FC_t$  é o fluxo de caixa no ano  $t$ ,  $r$  representa a taxa de juros aplicada no deslocamento no tempo,  $t$  é o ano e  $n$  é todo o período analisado.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}. \quad (4.1)$$

Se o valor de VPL obtido for maior que zero, significa que o investimento realizado possui um retorno economicamente viável, ou seja, as receitas do projeto superam os valores investidos. Se o VPL é igual a zero, o investimento terá um retorno igual ao valor aplicado, não obtendo lucro e nem prejuízo, porém se o valor de VPL for menor que zero, o investimento não é viável e dará prejuízo ao final do período. (NAKABAYASHI, 2014)

Para o escopo do presente trabalho, a taxa de juros utilizada será a taxa de Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) que possui um valor atual (julho de 2021) de 5,25% a.a.

#### 4.1.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é o valor da taxa de juros na qual o valor do VPL se torna nulo, tornando-se, assim, a raiz da equação do VPL onde a variável independente é a taxa de juros, ou seja, é a taxa de juros mínima necessária para que o investimento não dê prejuízo. Portanto, faz-se necessário que a TIR seja maior ou igual à TMA. (MARQUES, 2020)

#### 4.1.5 Payback

O tempo de *Payback* é o período necessário para que o investidor obtenha o retorno do valor do investimento inicial por meios das suas receitas. Para que o sistema estudado seja economicamente viável é necessário que o tempo de *Payback* seja inferior ao período de vida útil do projeto, e quanto menor for o tempo de *Payback*, mais viável é o investimento. (MARQUES, 2020)

### 4.2 Análise dos Custos

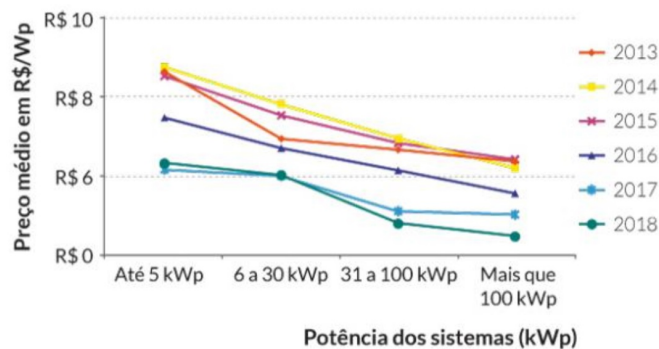
Para se realizar o estudo de viabilidade por meio das ferramentas matemáticas apresentadas na sessão anterior, é necessário primieramente conhecer os valores e despesas associados a esse projeto. A seguir serão expostos os valores do Wp instalado, o preço da operação e manutenção e das tarifas e impostos aplicados sobre a energia elétrica.

#### 4.2.1 Valor do Watt-pico (Wp)

Segundo (NAKABAYASHI, 2014), utilizando o método de cálculo e perspectivas futuras para o preço do Wp instalado presentes em (ABINEE, 2012), o valor encontrado para sistemas a partir de 10 kWp até 100 kWp foi de 5,68 R\$/Wp.

Outra fonte utilizada nesse trabalho é uma pesquisa de mercado realizada pelo Insituto Ideal com dados coletados em diversas empresas atuantes no setor. Após a análise dos dados obtidos, chegou-se a uma estimativa de valores de Wp instalado de acordo com faixas de potência do sistema projetado. Para o sistema de 75 kWp deste trabalho, o preço é de 4,26 R\$/Wp, preço da faixa de 31 a 100 kWp, como mostra o gráfico da Figura 39. (IDEAL, 2019)

Figura 39 – Preço do Wp segundo o Instituto Ideal



Fonte: (IDEAL, 2019)

Para o escopo deste trabalho, serão feitas análises financeiras utilizando os dois valores expostos nesta sessão, um valor mais otimista de 4,26 R\$/Wp e o valor de pior caso de 5,68 R\$/Wp, totalizando um investimento inicial de R\$ 319.500,00 e R\$ 426.000,00 respectivamente.

#### **4.2.2 Valor de Operação e de Manutenção**

Segundo (NAKABAYASHI, 2014), o preço médio de manutenção de um sistema FV é entre 0,5 e 1%a.a. do valor do investimento inicial. É necessário incluir também nas previsões de despesas com manutenção possíveis trocas de inversores, tendo em vista que a vida útil média deste equipamento é de aproximadamente 10 anos. Segundo (IDEAL, 2019), o custo dos inversores é de aproximadamente 19% do custo total do sistema.

#### **4.2.3 Tarifa de Energia Elétrica**

As tarifas de energia elétrica para cada grupo e modalidade de consumo são homologadas anualmente pela ANEEL após os reajustes e repassadas às concessionárias, que aplicam os impostos federais e estaduais que incidem sobre a tarifa (PIS, COFINS e ICMS), sendo calculada conforme mostra a Equação 4.2. (MARQUES, 2020)

$$\text{Tarifa Enel} = \frac{\text{Tarifa ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (4.2)$$

A tarifa encontra-se dividida em duas parcelas, TE e TUSD, sendo a Tarifa de Energia (TE) o custo da energia consumida e a Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição (TUSD), responsável por cobrir os custos de manutenção e melhoria das redes de distribuição. (ENEL, 2021b)

Os valores de tarifa do grupo B homologadas pela ANEEL no ano de 2021 estão disponíveis no site da ENEL (ENEL, 2021a) e encontram-se também no Anexo D.

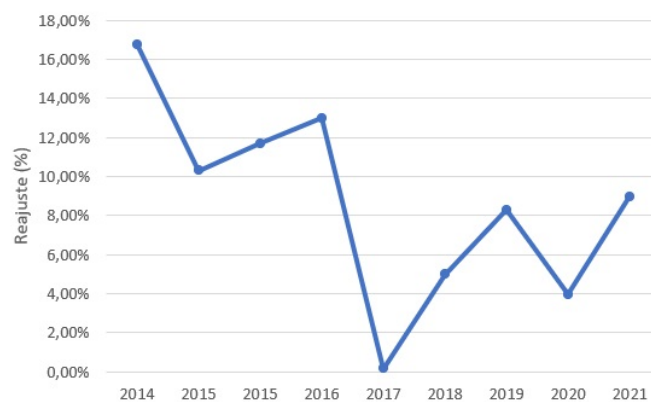
Ao se analisar uma fatura de energia de uma residência que possui GD na cidade de Fortaleza - CE de 2021 contatou-se os valores de R\$ 0,36647 para a TE, R\$ 0,43508 para a TUSD da energia consumida e R\$ 0,31774 para a TUSD de energia injetada. Vale salientar que essa tarifa apresenta pequenas variações entre diferentes clientes, mas este valor será utilizado como uma base para os cálculos.

#### 4.2.3.1 Reajustes da tarifa

Também no site da Enel (ENEL, 2021b) é possível encontrar o histórico de reajustes da tarifa dos últimos anos, para se fazer uma previsão dos valores futuros da tarifa será utilizado a média dos valores percentuais de reajuste disponíveis mostrados na Figura 40.

O valor médio calculado é de 8,67% a.a. que deverá ser acrescentado ao valor da tarifa a cada ano durante o cálculo do VPL. Vale salientar que no ano de 2015 ocorreram dois reajustes.

Figura 40 – Histórico de reajuste tarifário da ENEL Ceará



Fonte: Adaptado de (ENEL, 2021b)

#### 4.2.3.2 Impostos Federais

O Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social (COFINS) são impostos federais que incidem sobre a tarifa da ENEL Ceará com alíquotas de 1,65% e 7,6% respectivamente. (ENEL, 2021b)

#### 4.2.3.3 ICMS

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um imposto estadual aplicado sobre operações de transporte de mercadorias e serviços seja esse transporte intermunicipal, interestadual ou de comunicação. Segundo a Enel, a alíquota de ICMS na tarifa de energia elétrica é de 27%, excetuando os grupos residenciais de baixa renda com consumo mensal inferior a 140 kWh. (MARQUES, 2020)

Este imposto merece uma atenção especial no presente trabalho pois passou a ser cobrado nas faturas de energia do Ceará a partir do primeiro semestre de 2021, alterando, assim,

a análise financeira dos projetos.

Em 2015 o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) publicou o Convênio ICMS 16, autorizando os estados a realizarem a cobrança do ICMS sobre a parcela TUSD da tarifa de energia aplicada à energia injetada na rede. (MARQUES, 2020)

Segundo a Enel Ceará a cobrança desse imposto sobre a energia injetada só começou a ser realizada em 2021 devido a uma necessidade de adaptação no sistema interno da concessionária, que só foi finalizada no presente ano, o que permitiu que a tarifa fosse dividida nas duas parcelas citadas anteriormente (TE e TUSD).

### 4.3 Análise do Sistema Projetado

Na presente sessão será realizado o estudo de viabilidade do sistema, utilizando as ferramentas e conceitos apresentados nos itens anteriores deste capítulo.

#### 4.3.1 Rateio da Energia e Divisão dos Custos

O rateio da energia deve levar em consideração o percentual de consumo de energia de cada unidade consumidora em relação ao consumo total de 13866,49 kWh mensal apresentado no capítulo anterior.

Os valores relativos ao rateio estão apresentados na Tabela 14, onde é possível observar que o consumo da área comum do condomínio é equivalente a 5,29%, enquanto os 94,71% restantes estão divididos entre os 63 apartamentos, equivalendo a 1,50% cada.

Considerando os valores de energia injetada no primeiro ano de funcionamento do sistema de 125254 kWh, equivalente a uma média mensal de 10437,83 kWh, é possível determinar a divisão de 552,07 kWh mensal para a área comum do condomínio, e 165,92 kWh mensais para cada apartamento.

Tabela 14 – Rateio percentual da energia

	Consumo (kWh)	Percentual de Consumo	Energia Mensal para cada UC (kWh)
Área Comum	733,41	5,29%	552,07
Média dos 63 Apartamentos	208,46	1,50%	156,92
<b>Total</b>	<b>13866,49</b>	<b>100%</b>	<b>10437,83</b>

Fonte: O autor

Diferentemente da energia, os custos de investimento inicial e manutenção serão divididos somente entre os 63 apartamentos, portanto ao se dividir os valores propostos na sessão



4.2.1 para cada apartamento, obtêm-se os valores de investimento inicial de R\$ 5.071,43 e R\$ 6.761,90 para os cenários de análise.

#### 4.3.2 Cálculo do VPL, TIR e Payback

Para proceder com o cálculo dos indicadores de viabilidade serão utilizados os valores apresentados anteriormente neste capítulo e que estão elencados na Tabela 15

Tabela 15 – Dados para o cálculo do VPL

<b>Taxa de Juros</b>	SELIC (5,25% a.a.)
<b>Preço do Wp I</b>	4,26 R\$/Wp
<b>Preço do Wp II</b>	5,68 R\$/Wp
<b>Investimento Inicial Total I</b>	R\$ 19.500,00
<b>Investimento Inicial Total II</b>	R\$ 426.000,00
<b>Investimento Inicial Individual I</b>	R\$ 5.071,43
<b>Investimento Inicial Individual II</b>	R\$6.761,90
<b>Preço de Manutenção</b>	1% a.a. x Investimento inicial
<b>Preço do Inversor</b>	19% x preço do investimento inicial
<b>Tarifa TE</b>	R\$ 0,36647
<b>Tarifa TUSD para Energia Consumida</b>	R\$ 0,43508
<b>Tarifa TUSD para Energia Injetada</b>	R\$ 0,31774
<b>Reajuste Médio da Tarifa</b>	8,67% a.a.
<b>Energia Mensal para Cada Apartamento</b>	156,92 kWh

Fonte: O autor

A planilha utilizada para a obtenção dos valores de VPL, TIR e *payback* encontra-se no Anexo E e os resultados estão apresentados na Tabela 16

Para o primeiro cenário com o Wp custando R\$ 4,26, foi obtido um valor de VPL de R\$ 32.536,26 com um tempo de *payback* de 4,19 anos, o que comprova a viabilidade do projeto.

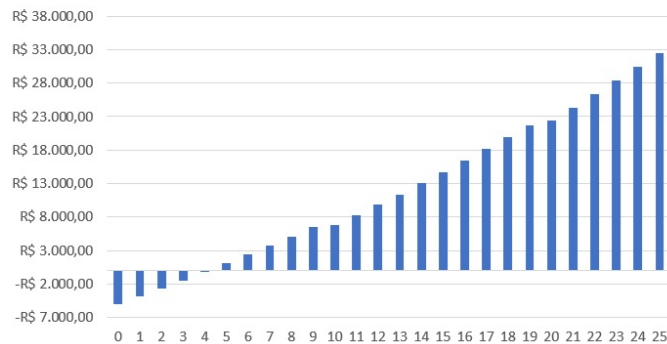
Tabela 16 – Resultados do VPL para o cenário 1

<b>VPL do Projeto</b>	R\$ 32.536,26
<b>TIR</b>	31,19%
<b>Tempo de Payback</b>	4,19 anos
<b>Taxa de Lucratividade</b>	7,42

Fonte: O autor

A Figura 41 mostra a progressão do investimento e dos retornos ao longo dos 26 anos, sendo o ano 0 o ano de implementação onde está localizado o investimento inicial, e os 25 anos posteriores se referem ao período de operação do sistema FV, período no qual a energia injetada irá gerar um retorno de investimento gradual. É possível observar que a inversão do sinal negativo para o positivo acontece entre os pontos 4 e 5.

Figura 41 – Progressão do fluxo de caixa durante o período de operação para o cenário 1



Fonte: O autor

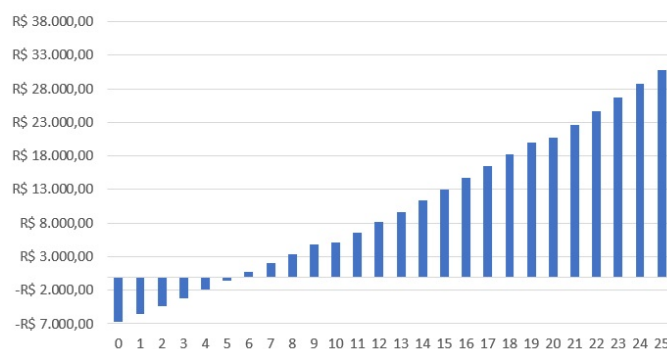
De maneira análoga foram obtidos os resultados para o cenário no qual o Wp custa R\$ 5,68 e como esperado, o VPL do projeto teve uma queda de quase R\$ 2.000,00 e o tempo de *payback* que antes era de 4,19 anos passou a ser de 5,49 anos, mas mesmo com essas alterações, o investimento mantém a sua viabilidade.

Tabela 17 – Resultados do VPL para o cenário 2

<b>VPL do Projeto</b>	R\$ 30.845,79
<b>TIR</b>	24,91%
<b>Tempo de Payback</b>	5,49
<b>Taxa de Lucratividade</b>	5,56

Fonte: O autor

Figura 42 – Progressão do fluxo de caixa durante o período de operação para o cenário 2



Fonte: O autor

### 4.3.3 Impactos do ICMS

Como a cobrança do ICMS sobre a energia elétrica no estado do Ceará passou a ser feita no ano de 2021, é importante que seja feita uma análise das consequências financeiras dessa

mudança tarifária, para isso, foi repetido o procedimento da sessão anterior utilizando as mesmas tarifas de TE e TUSD para a energia consumida e para a energia injetada na rede, como era feito o faturamento até o ano de 2020.

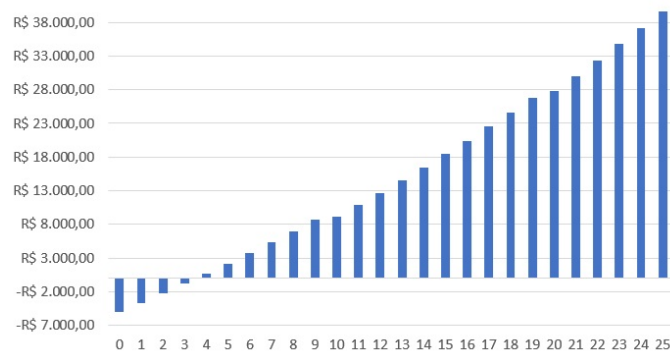
Para o cenário 1, o modo de faturamento antigo geraria um período de *payback* de 3,58 anos e um VPL de R\$ 39.680,00, valores melhores do que os encontrados anteriormente.

Tabela 18 – Resultados do VPL para o cenário 1 sem a incidência de ICMS

<b>VPL do Projeto</b>	R\$ 39.680,00
<b>TIR</b>	35,73%
<b>Tempo de Payback</b>	3,58
<b>Taxa de Lucratividade</b>	8,82

Fonte: O autor

Figura 43 – Progressão do fluxo de caixa durante o período de operação para o cenário 1 sem a incidência de ICMS



Fonte: O autor

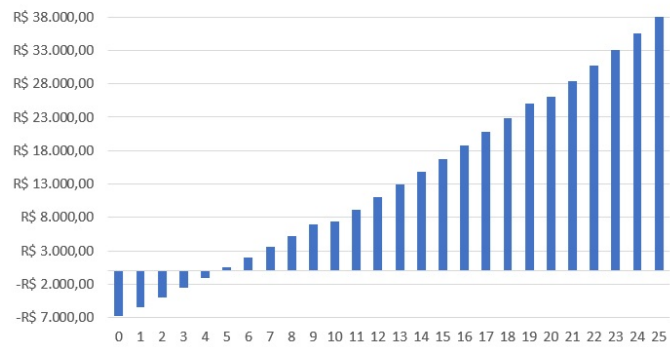
Já para o cenário 2 o faturamento antigo iria resultar em um *payback* de 4,70 anos e um VPL de R\$ 37.989,53.

Tabela 19 – Resultados do VPL para o cenário 2 sem a incidência de ICMS

<b>VPL do Projeto</b>	R\$ 37.989,53
<b>TIR</b>	28,44%
<b>Tempo de Payback</b>	4,70
<b>Taxa de Lucratividade</b>	6,62

Fonte: O autor

Figura 44 – Progressão do fluxo de caixa durante o período de operação para o cenário 2 sem a incidência de ICMS



Fonte: O autor

## 5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi apresentada a modalidade de geração distribuída classificada como Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras e realizada um estudo de viabilidade técnica e financeira a respeito da implantação de um sistema fotovoltaico em um condomínio residencial na cidade de Fortaleza no Ceará.

De acordo com os estudos realizados durante o presente trabalho foi possível concluir que o sistema fotovoltaico projetado para o condomínio residencial em questão apresenta-se de forma viável, pois o tempo de retorno do investimento ocorre entre 4 e 6 anos, e, considerando que a vida útil estimada do sistema é de 25 anos, pode-se considerar um investimento com rápido retorno.

Por meio da bibliografia e referencial teórico foi possível fornecer o embasamento necessário para a realização do trabalho, onde foi realizado o dimensionamento do sistema como consta nos manuais da literatura. Com o auxílio de softwares como o SketchUp e o PVsyst realizou-se um estudo detalhado da área total útil para a implementação do projeto, análise do sombreamento e simulação com previsões de geração do sistema projetado.

Em uma área útil de 380 m<sup>2</sup>, foi dimensionada uma planta FV de 75 kWp utilizando módulos de 500 Wp e um inversor de 60 kW, obedecendo os critérios de otimização de eficiência com um FDI de 0,8. Os resultados obtidos mostraram uma geração prevista de 125254 kWh no primeiro ano, com uma degradação de 0,55% para cada ano seguinte, a serem divididos proporcionalmente para cada unidade consumidora.

Para o estudo de viabilidade foram calculados os valores de VPL, TIR e *payback* para dois cenários, sendo o primeiro um cenário mais otimista onde o preço do Wp é de 4,26 R\$/Wp e um segundo cenário mais conservador onde o Wp custa R\$ 5,68.

Para possíveis trabalhos futuros ficam as seguintes sugestões:

- Estudo detalhado dos impactos do ICMS sobre a GD no estado do Ceará.
- Aprofundamento do estudo sobre os impactos positivos e negativos do PL nº 5829 de 2019 caso aprovado.



ENEL. **TARIFA DE FORNECIMENTO - BAIXA TENSÃO - Tarifas Grupo B homologadas pela ANEEL**. 2021. Disponível em: <<https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/megamenu/taxas,-tarifas-e-impostos/tarifas-enel-ceara-bandeira-vermelha-julho-2021.pdf>>. Acesso em: 15/07/2021.

ENEL. **Taxas, Tarifas e Impostos**. 2021. Disponível em: <[https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifas\\_Enel.html](https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifas_Enel.html)>. Acesso em: 15/07/2021.

FRIEDRICH, J. Fluxo de caixa – sua importância e aplicação nas empresas. **Revista Eletrônica de Contabilidade Vol. II**, 6 2005.

FRONIUS. **Fronius Primo 3.0-1**. 2021. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-primo/fronius-primo-3-0-1>>. Acesso em: 30/06/2021.

GAZOLI, J. R. **Microinversor Monofásico para Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2016.

GROWATT. **Inversores MAX 50-100KTL3 LV/MV**. 2020. Disponível em: <<https://www.ginverter.pt/show-42-588.html>>. Acesso em: 15/07/2021.

IDEAL, I. O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica. 6 2019.

INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. [S.l.]: Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de energia - LABREN, 2017.

JUNIOR, J. U. **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 (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.

LUQUE, A.; HUGEDUS, S. **Handbook Photovoltaic Science and Engineering**. [S.l.]: Wiley, 2003.

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Energia solar fotovoltaica: Uma breve revisão. **Revista Virtual de Química**, 7 2015.

MARQUES, C. D. **O IMPACTO DO ICMS NA EXPANSÃO DO MERCADO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CEARÁ**. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso.

NAKABAYASHI, R. K. **MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL: CONDIÇÕES ATUAIS E PERSPECTIVAS FUTURAS**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2014.

PAIVA, G. M. **DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE A PARTIR DAS CARACTERÍSTICAS DE INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Goiás, 2016.

PEREIRA, O. L. S.; GONÇALVES, F. F. Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de tubarão – sc. **Revista Brasileira de Energia**, Vol. 14, 2008.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. [S.l.]: CRESESB, 2014.

PL5829. **PL nº 5829 de 2019**. 2019. Disponível em: <[https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop\\_mostrarintegra?codteor=2059538&filename=SBT+1+CEURG+%3D+PL+5829/2019](https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2059538&filename=SBT+1+CEURG+%3D+PL+5829/2019)>. Acesso em: 21/08/2021.

ROSA, B. M. Impactos da mudança de hábito durante a pandemia de covid-19 no consumo de energia residencial. **XXIX Congresso de Iniciação Científica**, 2020.

SCHENKEL, G. **Monitoramento e análise de um sistema fotovoltaico conectado à rede com uso de microinversor**. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Vale do Rio dos Sinos, 2015.

SILVA, P. H. de O.; JANNI, V. Relação da taxa mínima de atratividade no cenário econômico atual com a viabilidade econômica de projetos. **Revista Boletim do Gerenciamento**, 5 2021.

SOUSA, W. D. F. **ESTUDO ECONÔMICO DE PAINÉIS SOLARES EM RESIDENCIAL MULTIFAMILIAR NO MUNICÍPIO DE BARRA DO GARÇAS - MT**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso.

SOUZA, R. di. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica - Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares**. [S.l.]: CRESESB, 2016.

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**. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso.

TRINASOLAR. **The Vertex backsheet - monocrystalline module**. 2020. Disponível em: <[https://static.trinasolar.com/sites/default/files/MA\\_Datasheet\\_Vertex\\_DE18M\(II\)\\_202011.pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/MA_Datasheet_Vertex_DE18M(II)_202011.pdf)>. Acesso em: 15/07/2021.

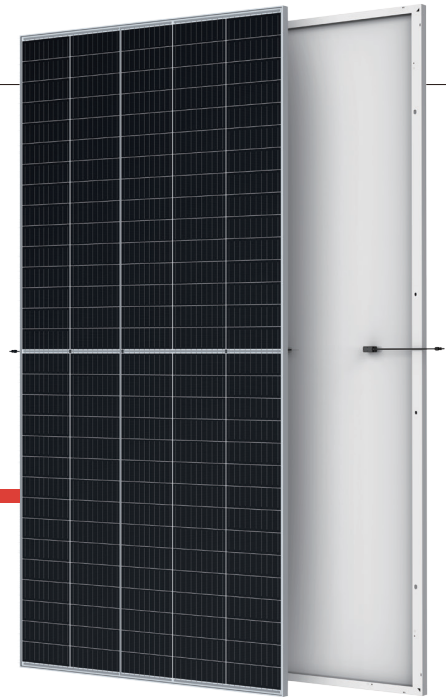
WHEATHERSPARK. **Condições meteorológicas médias de Fortaleza**. 2020. Disponível em: <<https://pt.weatherspark.com/y/31123/Clima-característico-em-Fortaleza-Brasil-durante-o-ano#Sections-Temperature>>. Acesso em: 15/07/2021.



**ANEXO A - DATASHEET DO MÓDULO FV**

# THE Vertex

## BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE



**500W+**  
MAXIMUM POWER OUTPUT

**21.1%**  
MAXIMUM EFFICIENCY

**0~+5W**  
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS | POWER RANGE  
**TSM-DE18M(II)** | **480-505W**



### High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance Of System) cost, shorter payback time
- Lower guaranteed first year and annual degradation
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



### High power up to 505W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.1% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



### High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



### High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.36%) and operating temperature

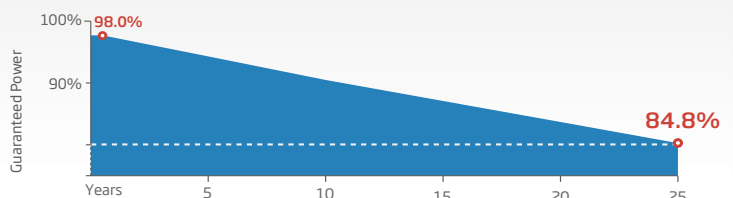
Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

### Comprehensive Products and System Certificates

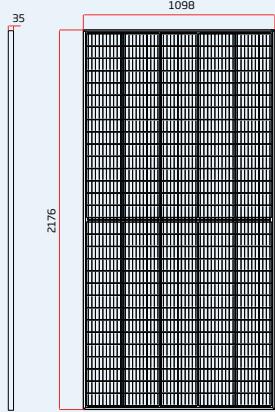
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716  
ISO 9001: Quality Management System  
ISO 14001: Environmental Management System  
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



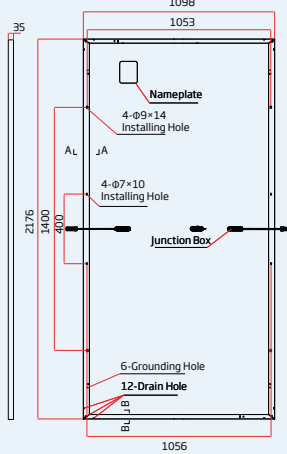
### Trina Solar's VERTEX Backsheet Performance Warranty



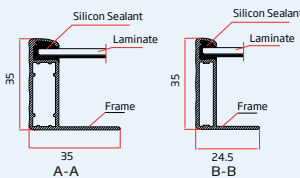
### DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



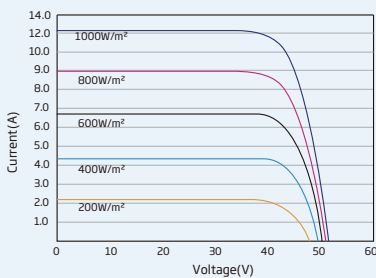
Front View



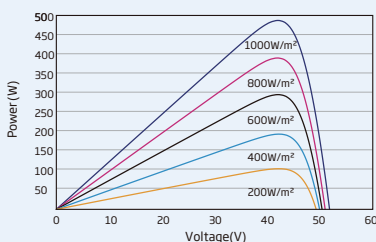
Back View



### I-V CURVES OF PV MODULE(490W)



### P-V CURVES OF PV MODULE(490W)



### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	480	485	490	495	500	505
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	11.42	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	50.8	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	11.99	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

\*Measuring tolerance: ±3%.

### ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	363	367	371	375	379	382
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	39.6	39.8	40.0	40.2	40.4	40.6
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	9.15	9.20	9.26	9.32	9.37	9.43
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	48.0	48.2	48.4	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	9.65	9.72	9.77	9.83	9.89	9.94

NMOT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	150 cells
Module Dimensions	2176 × 1098 × 35 mm (85.67 × 43.23 × 1.38 inches)
Weight	26.3 kg (58.0 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

### TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41 C (±3 C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.36%/C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.26%/C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85 C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

### WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces
Modules per 40' container: 600 pieces

**ANEXO B – DATASHEET DO INVERSOR**

# Datasheet Linha MT



Dados Técnicos	GW50KN-MT	GW60KN-MT	GW50KBF-MT	GW60KBF-MT
<b>Dados de Entrada CC</b>				
Potência Máxima de Entrada (Wp)	65000	80000	65000	80000
Tensão Máxima de Entrada (V)	1100	1100	1100	1100
Faixa de Operação MPPT (V)	200~1000	200~1000	200~1000	200~1000
Tensão de Partida (V)	200	200	200	200
Tensão Mín. de Alimentação (V)	210	210	210	210
Tensão Nominal de Entrada (V)	620	620	620	620
Corrente Máxima de Entrada (A)	33 / 33 / 22 / 22	33	30	44
Corrente Máxima de Curto (A)	41.5 / 41.5 / 27.5 / 27.5	41.5	37.5	55
Número de MPPTs	4	4	4	4
Número de Strings por MPPT	3 / 3 / 2 / 2	3	2	3
<b>Dados de Saída CA</b>				
Potência Nominal de Saída (W)	50000	60000	50000	60000
Potência Máxima de Saída (W)	55000;57500@415Vac*1	66000;69000@415Vac*1	55000;57500@415Vac*1	66000;69000@415Vac*1
Potência Máx. Aparente de Saída (VA)	55000;57500@415Vac*2	66000;69000@415Vac*2	55000;57500@415Vac*2	66000;69000@415Vac*2
Tensão Nominal de Saída (V)	380, padrão 3L + N + PE, 3L + PE opcional nas configurações			
Frequência Nominal de Saída (Hz)	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60
Corrente Máxima de Saída (A)	80	96	80	96
Fator de Potência de Saída	~1 (Ajustável 0.8 capacitivo - 0.8 indutivo)			
THDi Nominal de Saída	<3%	<3%	<3%	<3%
<b>Eficiência</b>				
Eficiência Máxima	98.7%	98.8%	98.8%	98.8%
Eficiência Euro	98.3%	98.5%	98.3%	98.3%
<b>Proteções</b>				
Monitoramento de Corrente de String FV	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção Anti-ilhamento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Polaridade Reversa	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitoramento de Isolamento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Fusível CC	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Função Anti-PID Fotovoltaico	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Proteção Contra Surtos CC (DPS)	Integrado (Tipo II)			
Proteção Contra Surtos CA (DPS)	Integrado (Tipo II)			
Monitoramento de Corrente Residual	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção Sobrecorrente de Saída	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Curto de Saída	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Sobretensão de Saída	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitoramento de umidade	/	/	/	NA
<b>Dados Gerais</b>				
Temperatura de Operação (°C)	-30~60	-30~60	-30~60	-30~60
Umidade Relativa	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
Altitude de Operação (m)	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000
Resfriamento	Ventoinha	Ventoinha	Ventoinha	Ventoinha
Interface do Usuário	LCD ou WiFi+APP	LCD ou WiFi+APP	LCD ou WiFi+APP	LED, WiFi+APP
Comunicação	RS485 ou WiFi ou PLC			
Peso (Kg)	59	64	60	65
Dimensões (C x A x P) (mm)	586 x 788 x 264	586 x 788 x 264	586 x 788 x 264	586 x 788 x 267
Grau de Proteção	IP65	IP65	IP65	IP65
Consumo Noturno Próprio (W)	<1	<1	<1	<1
Topologia	Sem Transformador			

\*1: Para a Bélgica, Potência Máx. de Saída (W): GW50KN-MT é 50000; GW60KN-MT é 60000; GW50KBF-MT é 50000; GW60KBF-MT é 60000.

\*2: Para a Bélgica, Potência Máx. Aparente de Saída (VA): GW50KN-MT é 50000; GW60KN-MT é 60000; GW50KBF-MT é 50000; GW60KBF-MT é 60000.

\*: Por favor, consulte o site da GoodWe para verificar os certificados atualizados.

# Datasheet Linha MT



Dados Técnicos	GW75K-MT	GW80K-MT	GW75KBF-MT	GW80KBF-MT
<b>Dados de Entrada CC</b>				
Potência Máxima de Entrada (Wp)	112500	120000	97500	104000
Tensão Máxima de Entrada (V)	1100	1100	1100	1100
Faixa de Operação MPPT (V)	200~1000	200~1000	200~1000	200~1000
Tensão de Partida (V)	200	200	200	200
Tensão Mín. de Alimentação (V)	210	210	210	210
Tensão Nominal de Entrada (V)	600	620	750	800
Corrente Máxima de Entrada (A)	44	44	44	39
Corrente Máxima de Curto (A)	55	55	55	54.8
Número de MPPTs	4	4	4	4
Número de Strings por MPPT	4 (Padrão) 3 (Opcional, para módulo bifacial)		3	3
<b>Dados de Saída CA</b>				
Potência Nominal de Saída (W)	75000	80000	75000	80000
Potência Máxima de Saída (W)	75000	88000*1	82500*1	88000*1
Potência Máx. Aparente de Saída (VA)	75000	88000*2	82500*2	88000*2
Tensão Nominal de Saída (V)	380 / 415	380, padrão 3L + N + PE, 3L + PE opcional nas configurações	500, 3L / PE	540, 3L / PE
Frequência Nominal de Saída (Hz)	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60
Corrente Máxima de Saída (A)	133	133	95.3	94.1
Fator de Potência de Saída	~1 (Ajustável 0.8 capacitivo - 0.8 indutivo)			
THDi Nominal de Saída	<3%	<3%	<3%	<3%
<b>Eficiência</b>				
Eficiência Máxima	98.8%	98.8%	99.0%	99.0%
Eficiência Euro	98.3%	98.3%	98.4%	98.4%
<b>Proteções</b>				
Monitoramento de Corrente de String FV	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção Anti-ilhamento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Polaridade Reversa	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitoramento de Isolamento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Fusível CC	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Função Anti-PID Fotovoltaico	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Proteção Contra Surtos CC (DPS)	Integrado (Tipo II)			
Proteção Contra Surtos CA (DPS)	Integrado (Tipo II)			
Monitoramento de Corrente Residual	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção Sobrecorrente de Saída	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Curto de Saída	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Sobretensão de Saída	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitoramento de umidade	Integrado	Integrado	NA	NA
<b>Dados Gerais</b>				
Temperatura de Operação (°C)	-30~60	-30~60	-30~60	-30~60
Umidade Relativa	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
Altitude de Operação (m)	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000
Resfriamento	Ventoinha	Ventoinha	Ventoinha	Ventoinha
Interface do Usuário	LED, WiFi+APP	LED, WiFi+APP	LED, WiFi+APP	LED, WiFi+APP
Comunicação	RS485 & WiFi, PLC (Opcional)	RS485 & WiFi, PLC (Opcional)	RS485 ou WiFi ou PLC	RS485 ou WiFi ou PLC
Peso (Kg)	70	70	65	65
Dimensões (C × A × P) (mm)	586 × 788 × 267	586 × 788 × 267	586 × 788 × 267	586 × 788 × 267
Grau de Proteção	IP65	IP65	IP65	IP65
Consumo Noturno Próprio (W)	<1	<1	<1	<1
Topologia	Sem Transformador			

\*1: Para a Bélgica, Potência Máx. de Saída (W): GW80K-MT é 80000; GW75KBF-MT é 75000; GW80KBF-MT é 80000.

\*2: Para a Bélgica, Potência Máx. Aparente de Saída (VA): GW80K-MT é 80000; GW75KBF-MT é 75000; GW80KBF-MT é 80000.

\*: Por favor, consulte o site da GoodWe para verificar os certificados atualizados.

**ANEXO C – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DO PVSYST**

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Sistema FV - Multiplas Unidades Consumidoras

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 75.0 kWp

Romac - Brazil

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*

*PVsyst TRIAL*





**PVsyst V7.2.4**

VC0, Simulation date:  
03/08/21 16:04  
with v7.2.4

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
<b>Romac</b>	Latitude	Albedo
Brazil	-3.77 °S	0.20
	Longitude	
	-38.56 °W	
	Altitude	
	32 m	
	Time zone	
	UTC-3	
<b>Meteo data</b>		
Fortaleza		
Solcast TMY		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
Simulation for year no 1		
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Fixed planes 2 orientations	No Shadings	Unlimited load (grid)
Tilts/azimuths 15 / -33 °		
15 / 147 °		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 150 units	Nb. of units 1 Unit	
Pnom total 75.0 kWp	Pnom total 60.0 kWac	
	Pnom ratio 1.250	

**Results summary**

Produced Energy	125254 kWh/year	Specific production	1670 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.48 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8
Aging Tool	9

**PVsyst V7.2.4**

VC0, Simulation date:  
03/08/21 16:04  
with v7.2.4

**General parameters****Grid-Connected System**

No 3D scene defined, no shadings

**PV Field Orientation****Orientation**

Fixed planes 2 orientations  
Tilts/azimuths 15 / -33 °  
15 / 147 °

**Sheds configuration**

No 3D scene defined

**Models used**

Transposition Perez  
Diffuse Imported  
Circumsolar separate

**Horizon**

Free Horizon

**Near Shadings**

No Shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics****PV module**

Manufacturer Generic  
Model TSM-DE18M-(II)-500  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 500 Wp  
Number of PV modules 150 units  
Nominal (STC) 75.0 kWp

**Array #1 - Orientação 1 - MPPT1**

Orientation #1  
Tilt/Azimuth 15/-33 °  
Number of PV modules 38 units  
Nominal (STC) 19.00 kWp  
Modules 2 Strings x 19 In series

**At operating cond. (60°C)**

Pmpp 16.59 kWp  
U mpp 710 V  
I mpp 23 A

**Array #2 - orientação 1 - MPPT 2**

Orientation #1  
Tilt/Azimuth 15/-33 °  
Number of PV modules 36 units  
Nominal (STC) 18.00 kWp  
Modules 2 Strings x 18 In series

**At operating cond. (60°C)**

Pmpp 15.72 kWp  
U mpp 672 V  
I mpp 23 A

**Array #3 - orientação 2 - MPPT 3**

Orientation #2  
Tilt/Azimuth 15/147 °  
Number of PV modules 38 units  
Nominal (STC) 19.00 kWp  
Modules 2 Strings x 19 In series

**At operating cond. (60°C)**

Pmpp 16.59 kWp  
U mpp 710 V  
I mpp 23 A

**Inverter**

Manufacturer Generic  
Model GW60KN-MT  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 60.0 kWac  
Number of inverters 1 Unit  
Total power 60.0 kWac

Number of inverters 1 \* MPPT 25% 0.3 units  
Total power 15.0 kWac

Operating voltage 200-1000 V  
Max. power (=>30°C) 66.0 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.27

Number of inverters 1 \* MPPT 25% 0.3 units  
Total power 15.0 kWac

Operating voltage 200-1000 V  
Max. power (=>30°C) 66.0 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.20

Number of inverters 1 \* MPPT 25% 0.3 units  
Total power 15.0 kWac

Operating voltage 200-1000 V  
Max. power (=>30°C) 66.0 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.27



**PVsyst V7.2.4**

VC0, Simulation date:  
03/08/21 16:04  
with v7.2.4

**PV Array Characteristics**

**Array #4 - orientação 2 - MPPT 4**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/147 °		
Number of PV modules	38 units	Number of inverters	1 * MPPT 25% 0.3 units
Nominal (STC)	19.00 kWp	Total power	15.0 kWac
Modules	2 Strings x 19 In series		
<b>At operating cond. (60°C)</b>		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	16.59 kWp	Max. power (=>30°C)	66.0 kWac
U mpp	710 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.27
I mpp	23 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	75 kWp	Total power	60 kWac
Total	150 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	358 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.25

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL



**PVsyst V7.2.4**

VC0, Simulation date:  
03/08/21 16:04  
with v7.2.4

**Array losses**

**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 0.6 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.8 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

**Module average degradation**

Year no 1

Loss factor 0.55 %/year

**Mismatch due to degradation**

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**DC wiring losses**

Global wiring resistance 10 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #1 - Orientação 1 - MPPT1**

Global array res. 524 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #2 - orientação 1 - MPPT 2**

Global array res. 496 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #3 - orientação 2 - MPPT 3**

Global array res. 524 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #4 - orientação 2 - MPPT 4**

Global array res. 524 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC



**PVsyst V7.2.4**

VC0, Simulation date:  
03/08/21 16:04  
with v7.2.4

**Main results**

**System Production**

Produced Energy 125254 kWh/year

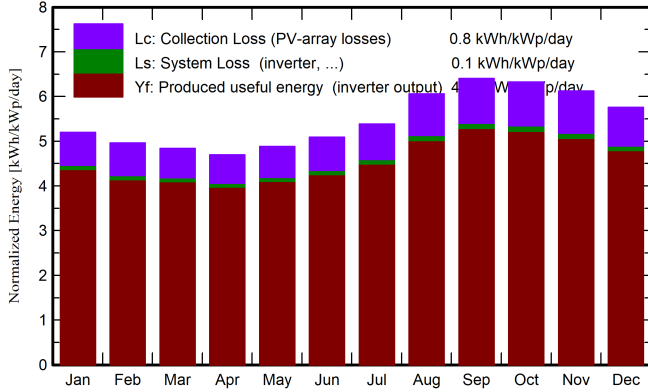
Specific production

1670 kWh/kWp/year

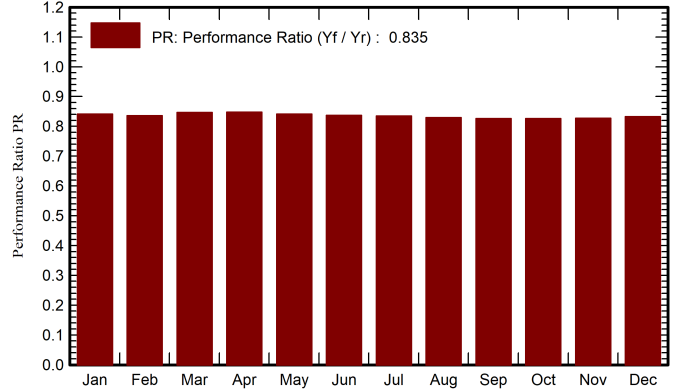
Performance Ratio PR

83.48 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	ratio
January	163.4	73.18	26.64	161.1	156.6	10394	10172	0.842
February	141.6	65.98	26.53	139.0	135.1	8904	8708	0.835
March	152.4	71.06	26.47	150.1	146.0	9733	9528	0.847
April	143.4	70.20	26.51	140.8	136.9	9143	8949	0.847
May	154.2	62.91	27.23	151.5	146.9	9760	9555	0.841
June	155.8	53.50	26.80	152.7	147.8	9799	9590	0.837
July	170.6	51.72	26.32	166.9	161.7	10682	10453	0.835
August	191.9	49.43	26.60	187.8	182.6	11944	11680	0.829
September	195.9	52.91	26.73	192.1	187.3	12174	11902	0.826
October	199.7	63.05	26.91	196.2	191.2	12438	12162	0.826
November	186.7	63.42	27.04	183.7	178.9	11665	11407	0.828
December	181.1	74.56	27.02	178.5	173.6	11394	11148	0.833
Year	2036.6	751.92	26.73	2000.5	1944.7	128029	125254	0.835

**Legends**

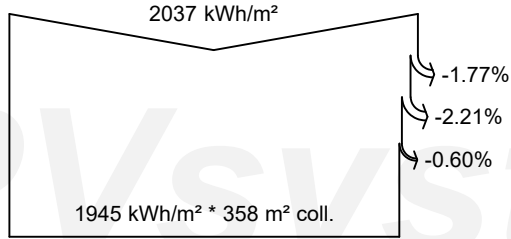
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



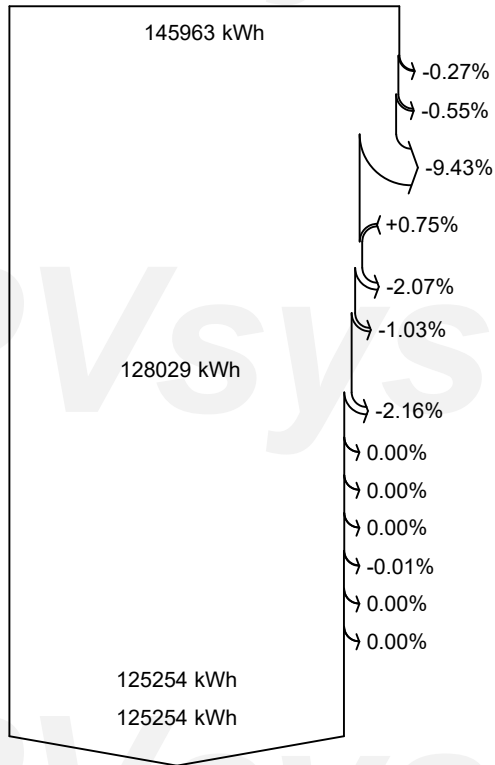
**PVsyst V7.2.4**

VC0, Simulation date:  
03/08/21 16:04  
with v7.2.4

**Loss diagram**



efficiency at STC = 20.94%



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

IAM factor on global

Soiling loss factor

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**

Module Degradation Loss ( for year #1)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

**Available Energy at Inverter Output**

**Energy injected into grid**

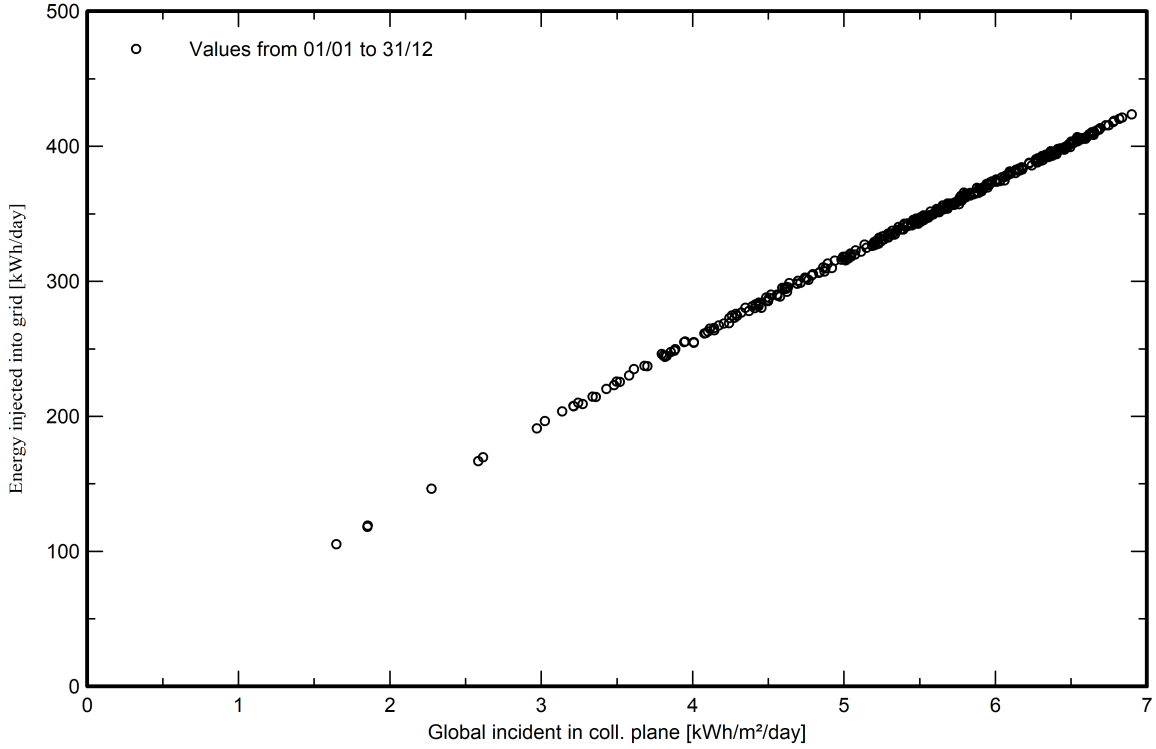


**PVsyst V7.2.4**

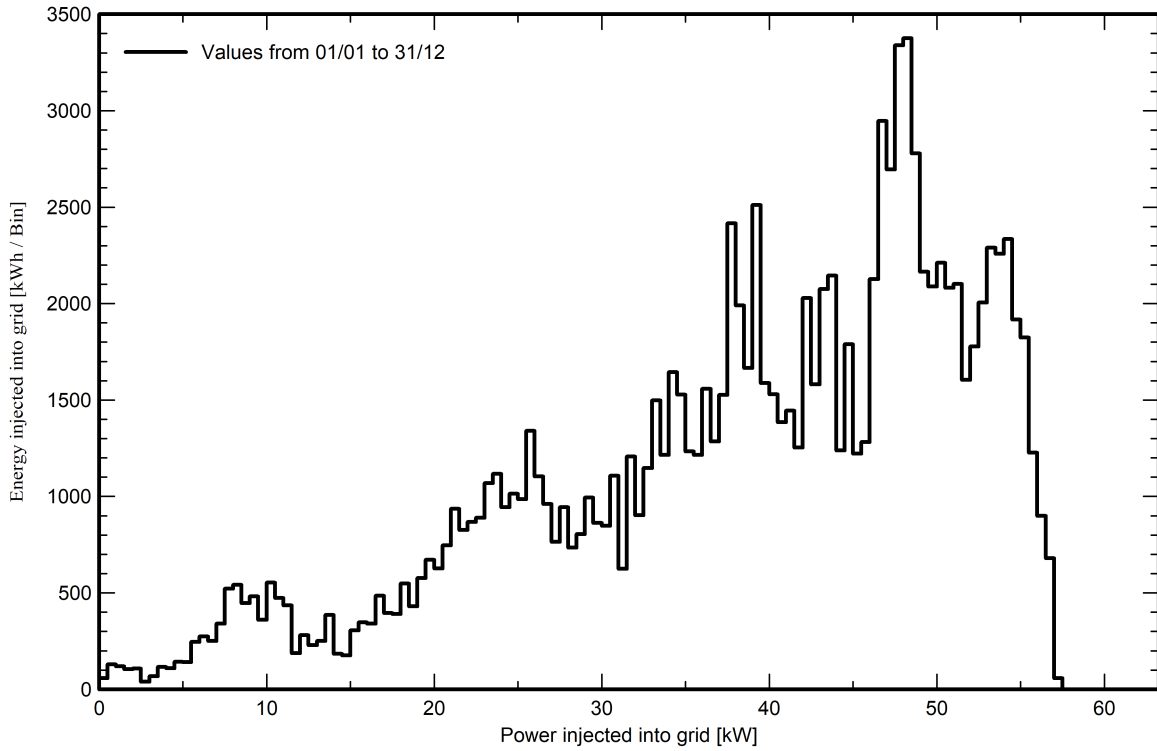
VC0, Simulation date:  
03/08/21 16:04  
with v7.2.4

**Special graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**





**PVsyst V7.2.4**

VC0, Simulation date:  
03/08/21 16:04  
with v7.2.4

**Aging Tool**

**Aging Parameters**

Time span of simulation 25 years

**Module average degradation**

Loss factor 0.55 %/year

**Mismatch due to degradation**

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

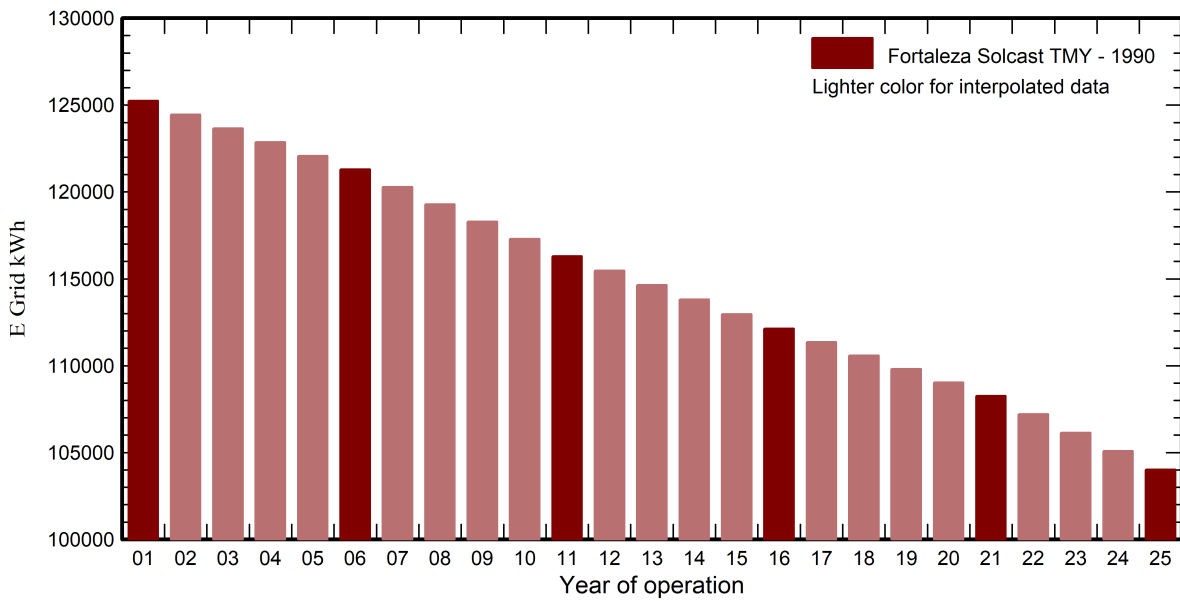
**Meteo used in the simulation**

**#1 Fortaleza Solcast TMY**

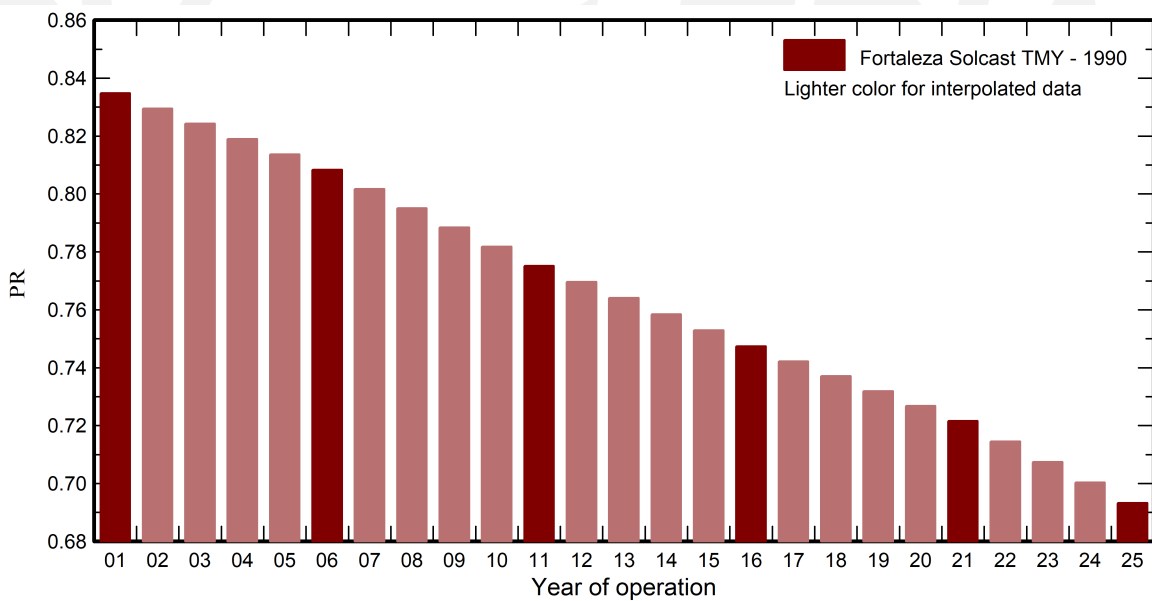
Years 1990 (reference year)

Years simulated 1,6,11,16,21,25

**Energy injected into grid**



**Performance Ratio**







**PVsyst V7.2.4**

VC0, Simulation date:  
03/08/21 16:04  
with v7.2.4

**Aging Tool**

**Aging Parameters**

Time span of simulation 25 years

**Module average degradation**

Loss factor 0.55 %/year

**Mismatch due to degradation**

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

**Meteo used in the simulation**

**#1 Fortaleza Solcast TMY**

Years 1990 (reference year)

Years simulated 1,6,11,16,21,25

**Fortaleza Solcast TMY**

Year	E Grid kWh	PR	PR loss %
1	125254	0.835	0%
2	124461	0.83	-0.6%
3	123668	0.824	-1.3%
4	122876	0.819	-1.9%
5	122083	0.814	-2.5%
6	121290	0.808	-3.2%
7	120293	0.802	-4%
8	119296	0.795	-4.8%
9	118298	0.788	-5.6%
10	117301	0.782	-6.3%
11	116304	0.775	-7.1%
12	115470	0.77	-7.8%
13	114636	0.764	-8.5%
14	113803	0.758	-9.1%
15	112969	0.753	-9.8%
16	112135	0.747	-10.5%
17	111361	0.742	-11.1%
18	110587	0.737	-11.7%
19	109813	0.732	-12.3%
20	109039	0.727	-12.9%
21	108265	0.722	-13.6%
22	107204	0.715	-14.4%
23	106143	0.707	-15.3%
24	105083	0.7	-16.1%
25	104022	0.693	-17%

**ANEXO D – TARIFAS ENEL CEARÁ HOMOLOGADAS PELA ANEEL**

INTERNAL



TARIFA DE FORNECIMENTO - BAIXA TENSÃO  
Tarifas Grupo B homologadas pela ANEEL

Table with columns for Tarifa (RESIDENCIAL BAIXA RENDA - B1), Tensão (TUSO, TE), and Consumo (kWh). Includes sub-groups B2 and B3.

TARIFA DE FORNECIMENTO - TARIFA BRANCA  
Tarifas Grupo B homologadas pela ANEEL

Table with columns for Tarifa (B1 - RESIDENCIAL TARIFA BRANCA), Tensão (TUSO + TE), and Consumo (kWh PT, kWh INT, kWh FP). Includes sub-groups B2 and B3.

Tarifas fixadas pela resolução ANEEL N° 2.859, de 22/04 /2021, com aplicação a partir de 22/04/2021.



Tarifa Branca

- Tarifa no horário fora ponta
- Tarifa no horário Intermediário, composta por duas horas (uma antes e uma após o horário de ponta), somente para dias úteis
- Tarifa ponta, composta por três horas consecutivas, somente para dias úteis

**ANEXO E – PLANILHA DE CÁLCULOS FINANCEIROS**

Cálculo da receita anual para cada apartamento						
ano	Energia Injetada (kWh)	Tarifa TE (R\$)	Tarifa TUSD (R\$)	Receita TE (R\$)	Receita TUSD (R\$)	Total (R\$)
1	1878,81	0,36647	0,31774	688,53	596,97	1.285,50
2	1866,915	0,398230733	0,345277467	743,46	644,60	1.388,07
3	1855,02	0,432744064	0,375201514	802,75	696,01	1.498,76
4	1843,14	0,470248549	0,407718978	866,73	751,48	1.618,22
5	1831,245	0,511003423	0,443054623	935,77	811,34	1.747,11
6	1819,35	0,555290387	0,48145269	1.010,27	875,93	1.886,20
7	1804,395	0,603415554	0,52317859	1.088,80	944,02	2.032,82
8	1789,44	0,655711568	0,568520735	1.173,36	1.017,33	2.190,69
9	1774,47	0,712539904	0,617792532	1.264,38	1.096,25	2.360,63
10	1759,515	0,774293362	0,671334551	1.362,38	1.181,22	2.543,60
11	1744,56	0,841398787	0,729516879	1.467,87	1.272,69	2.740,56
12	1732,05	0,914320015	0,792741675	1.583,65	1.373,07	2.956,72
13	1719,54	0,993561083	0,861445954	1.708,47	1.481,29	3.189,76
14	1707,045	1,079669711	0,936104603	1.843,04	1.597,97	3.441,02
15	1694,535	1,173241086	1,017233669	1.988,10	1.723,74	3.711,84
16	1682,025	1,27492198	1,10539392	2.144,45	1.859,30	4.003,75
17	1670,415	1,385415218	1,201194726	2.314,22	2.006,49	4.320,71
18	1658,805	1,505484537	1,305298269	2.497,31	2.165,24	4.662,54
19	1647,195	1,635959863	1,418424119	2.694,74	2.336,42	5.031,17
20	1635,585	1,777743051	1,541354209	2.907,65	2.521,02	5.428,67
21	1623,975	1,931814116	1,674938241	3.137,22	2.720,06	5.857,28
22	1608,06	2,099238006	1,820099555	3.375,70	2.926,83	6.302,53
23	1592,145	2,281171966	1,977841517	3.631,96	3.149,01	6.780,97
24	1576,245	2,478873537	2,149254448	3.907,31	3.387,75	7.295,06
25	1560,33	2,693709243	2,335523167	4.203,08	3.644,19	7.847,26

Cálculo da receita anual para cada apartamento sem incidência de ICMS						
ano	Energia Injetada (kWh)	Tarifa TE (R\$)	Tarifa TUSD (R\$)	Receita TE (R\$)	Receita TUSD (R\$)	Total (R\$)
1	1878,81	0,36647	0,43508	688,53	817,43	1.505,96
2	1866,915	0,398230733	0,472786933	743,46	882,65	1.626,12
3	1855,02	0,432744064	0,513761801	802,75	953,04	1.755,79
4	1843,14	0,470248549	0,558287824	866,73	1.029,00	1.895,74
5	1831,245	0,511003423	0,606672768	935,77	1.110,97	2.046,74
6	1819,35	0,555290387	0,659251075	1.010,27	1.199,41	2.209,68
7	1804,395	0,603415554	0,716386168	1.088,80	1.292,64	2.381,44
8	1789,44	0,655711568	0,778472969	1.173,36	1.393,03	2.566,39
9	1774,47	0,712539904	0,845940627	1.264,38	1.501,10	2.765,48
10	1759,515	0,774293362	0,919255481	1.362,38	1.617,44	2.979,82
11	1744,56	0,841398787	0,998924289	1.467,87	1.742,68	3.210,55
12	1732,05	0,914320015	1,085497728	1.583,65	1.880,14	3.463,78
13	1719,54	0,993561083	1,179574197	1.708,47	2.028,33	3.736,79
14	1707,045	1,079669711	1,281803961	1.843,04	2.188,10	4.031,14
15	1694,535	1,173241086	1,392893638	1.988,10	2.360,31	4.348,41
16	1682,025	1,27492198	1,513611087	2.144,45	2.545,93	4.690,38
17	1670,415	1,385415218	1,644790714	2.314,22	2.747,48	5.061,70
18	1658,805	1,505484537	1,787339243	2.497,31	2.964,85	5.462,15
19	1647,195	1,635959863	1,942241977	2.694,74	3.199,25	5.894,00
20	1635,585	1,777743051	2,110569615	2.907,65	3.452,02	6.359,67
21	1623,975	1,931814116	2,293485648	3.137,22	3.724,56	6.861,78
22	1608,06	2,099238006	2,492254404	3.375,70	4.007,69	7.383,40
23	1592,145	2,281171966	2,708249786	3.631,96	4.311,93	7.943,88
24	1576,245	2,478873537	2,942964768	3.907,31	4.638,83	8.546,15
25	1560,33	2,693709243	3,198021714	4.203,08	4.989,97	9.193,04

VPL cenário 1	
Investimento Inicial	R\$ 5.071,43
Taxa de Desconto	5,25%
R\$/Wp	4,26
Inversor	963,5714286
manutenção	50,71428571
Pfv	75000

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Receita	Inversor	Manutenção	O&M	Valor Presente	VP Acumulado
0	-R\$ 5.071,43					-R\$ 5.071,43	-R\$ 5.071,43
1	R\$ 1.217,88	1.285,50		R\$ 67,62	R\$ 67,62	R\$ 1.157,13	-R\$ 3.914,30
2	R\$ 1.316,90	1.388,07		R\$ 71,17	R\$ 71,17	R\$ 1.188,80	-R\$ 2.725,50
3	R\$ 1.423,85	1.498,76		R\$ 74,91	R\$ 74,91	R\$ 1.221,23	-R\$ 1.504,27
4	R\$ 1.539,38	1.618,22		R\$ 78,84	R\$ 78,84	R\$ 1.254,46	-R\$ 249,81
5	R\$ 1.664,14	1.747,11		R\$ 82,98	R\$ 82,98	R\$ 1.288,48	R\$ 1.038,68
6	R\$ 1.798,87	1.886,20		R\$ 87,33	R\$ 87,33	R\$ 1.323,32	R\$ 2.362,00
7	R\$ 1.940,90	2.032,82		R\$ 91,92	R\$ 91,92	R\$ 1.356,59	R\$ 3.718,59
8	R\$ 2.093,95	2.190,69		R\$ 96,74	R\$ 96,74	R\$ 1.390,56	R\$ 5.109,15
9	R\$ 2.258,81	2.360,63		R\$ 101,82	R\$ 101,82	R\$ 1.425,22	R\$ 6.534,36
10	R\$ 400,23	2.543,60	R\$ 2.036,21	R\$ 107,17	R\$ 2.143,37	R\$ 239,93	R\$ 6.774,30
11	R\$ 2.627,76	2.740,56		R\$ 112,80	R\$ 112,80	R\$ 1.496,73	R\$ 8.271,02
12	R\$ 2.838,00	2.956,72		R\$ 118,72	R\$ 118,72	R\$ 1.535,84	R\$ 9.806,87
13	R\$ 3.064,81	3.189,76		R\$ 124,95	R\$ 124,95	R\$ 1.575,85	R\$ 11.382,72
14	R\$ 3.309,51	3.441,02		R\$ 131,51	R\$ 131,51	R\$ 1.616,79	R\$ 12.999,51
15	R\$ 3.573,42	3.711,84		R\$ 138,41	R\$ 138,41	R\$ 1.658,64	R\$ 14.658,16
16	R\$ 3.858,07	4.003,75		R\$ 145,68	R\$ 145,68	R\$ 1.701,44	R\$ 16.359,60
17	R\$ 4.167,38	4.320,71		R\$ 153,33	R\$ 153,33	R\$ 1.746,17	R\$ 18.105,77
18	R\$ 4.501,16	4.662,54		R\$ 161,38	R\$ 161,38	R\$ 1.791,95	R\$ 19.897,72
19	R\$ 4.861,32	5.031,17		R\$ 169,85	R\$ 169,85	R\$ 1.838,80	R\$ 21.736,52
20	R\$ 1.853,31	5.428,67	R\$ 3.396,59	R\$ 178,77	R\$ 3.575,35	R\$ 666,05	R\$ 22.402,57
21	R\$ 5.669,12	5.857,28		R\$ 188,15	R\$ 188,15	R\$ 1.935,76	R\$ 24.338,33
22	R\$ 6.104,50	6.302,53		R\$ 198,03	R\$ 198,03	R\$ 1.980,45	R\$ 26.318,78
23	R\$ 6.572,54	6.780,97		R\$ 208,43	R\$ 208,43	R\$ 2.025,93	R\$ 28.344,71
24	R\$ 7.075,69	7.295,06		R\$ 219,37	R\$ 219,37	R\$ 2.072,23	R\$ 30.416,95
25	R\$ 7.616,38	7.847,26		R\$ 230,89	R\$ 230,89	R\$ 2.119,32	R\$ 32.536,26

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 37.607,69
VPL do Projeto	R\$ 32.536,26
Taxa Interna de Retorno (TIR)	31,19%
Taxa de Lucratividade	7,42
Tempo de Payback	4,19

VPL cenário 2	
Investimento Inicial	R\$ 6.761,90
Taxa de Desconto	5,25%
R\$/Wp	5,68
Inversor	1284,761905
manutenção	67,61904762
Pfv	75000

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Receita	Inversor	Manutenção	O&M	Valor Presente	VP Acumulado
0	-R\$ 6.761,90					-R\$ 6.761,90	-R\$ 6.761,90
1	R\$ 1.217,88	1.285,50		R\$ 67,62	R\$ 67,62	R\$ 1.157,13	-R\$ 5.604,77
2	R\$ 1.316,90	1.388,07		R\$ 71,17	R\$ 71,17	R\$ 1.188,80	-R\$ 4.415,98
3	R\$ 1.423,85	1.498,76		R\$ 74,91	R\$ 74,91	R\$ 1.221,23	-R\$ 3.194,74
4	R\$ 1.539,38	1.618,22		R\$ 78,84	R\$ 78,84	R\$ 1.254,46	-R\$ 1.940,28
5	R\$ 1.664,14	1.747,11		R\$ 82,98	R\$ 82,98	R\$ 1.288,48	-R\$ 651,80
6	R\$ 1.798,87	1.886,20		R\$ 87,33	R\$ 87,33	R\$ 1.323,32	R\$ 671,52
7	R\$ 1.940,90	2.032,82		R\$ 91,92	R\$ 91,92	R\$ 1.356,59	R\$ 2.028,11
8	R\$ 2.093,95	2.190,69		R\$ 96,74	R\$ 96,74	R\$ 1.390,56	R\$ 3.418,67
9	R\$ 2.258,81	2.360,63		R\$ 101,82	R\$ 101,82	R\$ 1.425,22	R\$ 4.843,89
10	R\$ 400,23	2.543,60	R\$ 2.036,21	R\$ 107,17	R\$ 2.143,37	R\$ 239,93	R\$ 5.083,82
11	R\$ 2.627,76	2.740,56		R\$ 112,80	R\$ 112,80	R\$ 1.496,73	R\$ 6.580,55
12	R\$ 2.838,00	2.956,72		R\$ 118,72	R\$ 118,72	R\$ 1.535,84	R\$ 8.116,39
13	R\$ 3.064,81	3.189,76		R\$ 124,95	R\$ 124,95	R\$ 1.575,85	R\$ 9.692,25
14	R\$ 3.309,51	3.441,02		R\$ 131,51	R\$ 131,51	R\$ 1.616,79	R\$ 11.309,04
15	R\$ 3.573,42	3.711,84		R\$ 138,41	R\$ 138,41	R\$ 1.658,64	R\$ 12.967,68
16	R\$ 3.858,07	4.003,75		R\$ 145,68	R\$ 145,68	R\$ 1.701,44	R\$ 14.669,12
17	R\$ 4.167,38	4.320,71		R\$ 153,33	R\$ 153,33	R\$ 1.746,17	R\$ 16.415,29
18	R\$ 4.501,16	4.662,54		R\$ 161,38	R\$ 161,38	R\$ 1.791,95	R\$ 18.207,25
19	R\$ 4.861,32	5.031,17		R\$ 169,85	R\$ 169,85	R\$ 1.838,80	R\$ 20.046,05
20	R\$ 1.853,31	5.428,67	R\$ 3.396,59	R\$ 178,77	R\$ 3.575,35	R\$ 666,05	R\$ 20.712,09
21	R\$ 5.669,12	5.857,28		R\$ 188,15	R\$ 188,15	R\$ 1.935,76	R\$ 22.647,86
22	R\$ 6.104,50	6.302,53		R\$ 198,03	R\$ 198,03	R\$ 1.980,45	R\$ 24.628,30
23	R\$ 6.572,54	6.780,97		R\$ 208,43	R\$ 208,43	R\$ 2.025,93	R\$ 26.654,24
24	R\$ 7.075,69	7.295,06		R\$ 219,37	R\$ 219,37	R\$ 2.072,23	R\$ 28.726,47
25	R\$ 7.616,38	7.847,26		R\$ 230,89	R\$ 230,89	R\$ 2.119,32	R\$ 30.845,79

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 37.607,69
VPL do Projeto	R\$ 30.845,79
Taxa Interna de Retorno (TIR)	24,91%
Taxa de Lucratividade	5,56
Tempo de Payback	5,49

VPL cenário 1 sem incidência de ICMS	
Investimento Inicial	R\$ 5.071,43
Taxa de Desconto	5,25%
R\$/Wp	4,26
Inversor	963,5714286
manutenção	50,71428571
Pfv	75000

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Receita	Inversor	Manutenção	O&M	Valor Presente	VP Acumulado
0	-R\$ 5.071,43					-R\$ 5.071,43	-R\$ 5.071,43
1	R\$ 1.438,34	1.505,96		R\$ 67,62	R\$ 67,62	R\$ 1.366,59	-R\$ 3.704,83
2	R\$ 1.554,95	1.626,12		R\$ 71,17	R\$ 71,17	R\$ 1.403,69	-R\$ 2.301,14
3	R\$ 1.680,88	1.755,79		R\$ 74,91	R\$ 74,91	R\$ 1.441,69	-R\$ 859,46
4	R\$ 1.816,90	1.895,74		R\$ 78,84	R\$ 78,84	R\$ 1.480,62	R\$ 621,16
5	R\$ 1.963,76	2.046,74		R\$ 82,98	R\$ 82,98	R\$ 1.520,47	R\$ 2.141,63
6	R\$ 2.122,34	2.209,68		R\$ 87,33	R\$ 87,33	R\$ 1.561,29	R\$ 3.702,92
7	R\$ 2.289,53	2.381,44		R\$ 91,92	R\$ 91,92	R\$ 1.600,26	R\$ 5.303,18
8	R\$ 2.469,64	2.566,39		R\$ 96,74	R\$ 96,74	R\$ 1.640,05	R\$ 6.943,23
9	R\$ 2.663,65	2.765,48		R\$ 101,82	R\$ 101,82	R\$ 1.680,66	R\$ 8.623,89
10	R\$ 836,45	2.979,82	R\$ 2.036,21	R\$ 107,17	R\$ 2.143,37	R\$ 501,44	R\$ 9.125,33
11	R\$ 3.097,76	3.210,55		R\$ 112,80	R\$ 112,80	R\$ 1.764,43	R\$ 10.889,76
12	R\$ 3.345,07	3.463,78		R\$ 118,72	R\$ 118,72	R\$ 1.810,25	R\$ 12.700,01
13	R\$ 3.611,84	3.736,79		R\$ 124,95	R\$ 124,95	R\$ 1.857,13	R\$ 14.557,14
14	R\$ 3.899,63	4.031,14		R\$ 131,51	R\$ 131,51	R\$ 1.905,08	R\$ 16.462,22
15	R\$ 4.209,99	4.348,41		R\$ 138,41	R\$ 138,41	R\$ 1.954,11	R\$ 18.416,34
16	R\$ 4.544,70	4.690,38		R\$ 145,68	R\$ 145,68	R\$ 2.004,25	R\$ 20.420,58
17	R\$ 4.908,37	5.061,70		R\$ 153,33	R\$ 153,33	R\$ 2.056,66	R\$ 22.477,24
18	R\$ 5.300,77	5.462,15		R\$ 161,38	R\$ 161,38	R\$ 2.110,29	R\$ 24.587,53
19	R\$ 5.724,15	5.894,00		R\$ 169,85	R\$ 169,85	R\$ 2.165,16	R\$ 26.752,69
20	R\$ 2.784,31	6.359,67	R\$ 3.396,59	R\$ 178,77	R\$ 3.575,35	R\$ 1.000,64	R\$ 27.753,33
21	R\$ 6.673,63	6.861,78		R\$ 188,15	R\$ 188,15	R\$ 2.278,76	R\$ 30.032,08
22	R\$ 7.185,36	7.383,40		R\$ 198,03	R\$ 198,03	R\$ 2.331,11	R\$ 32.363,19
23	R\$ 7.735,46	7.943,88		R\$ 208,43	R\$ 208,43	R\$ 2.384,39	R\$ 34.747,58
24	R\$ 8.326,78	8.546,15		R\$ 219,37	R\$ 219,37	R\$ 2.438,63	R\$ 37.186,21
25	R\$ 8.962,16	9.193,04		R\$ 230,89	R\$ 230,89	R\$ 2.493,79	R\$ 39.680,00

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 44.751,43
VPL do Projeto	R\$ 39.680,00
Taxa Interna de Retorno (TIR)	35,73%
Taxa de Lucratividade	8,82
Tempo de Payback	3,58

VPL cenário 2 sem incidência de ICMS	
Investimento Inicial	R\$ 6.761,90
Taxa de Desconto	5,25%
R\$/Wp	5,68
Inversor	1284,761905
manutenção	67,61904762
Pfv	75000

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Receita	Inversor	Manutenção	O&M	Valor Presente	VP Acumulado
0	-R\$ 6.761,90					-R\$ 6.761,90	-R\$ 6.761,90
1	R\$ 1.438,34	1.505,96		R\$ 67,62	R\$ 67,62	R\$ 1.366,59	-R\$ 5.395,31
2	R\$ 1.554,95	1.626,12		R\$ 71,17	R\$ 71,17	R\$ 1.403,69	-R\$ 3.991,62
3	R\$ 1.680,88	1.755,79		R\$ 74,91	R\$ 74,91	R\$ 1.441,69	-R\$ 2.549,93
4	R\$ 1.816,90	1.895,74		R\$ 78,84	R\$ 78,84	R\$ 1.480,62	-R\$ 1.069,32
5	R\$ 1.963,76	2.046,74		R\$ 82,98	R\$ 82,98	R\$ 1.520,47	R\$ 451,15
6	R\$ 2.122,34	2.209,68		R\$ 87,33	R\$ 87,33	R\$ 1.561,29	R\$ 2.012,44
7	R\$ 2.289,53	2.381,44		R\$ 91,92	R\$ 91,92	R\$ 1.600,26	R\$ 3.612,70
8	R\$ 2.469,64	2.566,39		R\$ 96,74	R\$ 96,74	R\$ 1.640,05	R\$ 5.252,75
9	R\$ 2.663,65	2.765,48		R\$ 101,82	R\$ 101,82	R\$ 1.680,66	R\$ 6.933,41
10	R\$ 836,45	2.979,82	R\$ 2.036,21	R\$ 107,17	R\$ 2.143,37	R\$ 501,44	R\$ 7.434,85
11	R\$ 3.097,76	3.210,55		R\$ 112,80	R\$ 112,80	R\$ 1.764,43	R\$ 9.199,28
12	R\$ 3.345,07	3.463,78		R\$ 118,72	R\$ 118,72	R\$ 1.810,25	R\$ 11.009,53
13	R\$ 3.611,84	3.736,79		R\$ 124,95	R\$ 124,95	R\$ 1.857,13	R\$ 12.866,66
14	R\$ 3.899,63	4.031,14		R\$ 131,51	R\$ 131,51	R\$ 1.905,08	R\$ 14.771,75
15	R\$ 4.209,99	4.348,41		R\$ 138,41	R\$ 138,41	R\$ 1.954,11	R\$ 16.725,86
16	R\$ 4.544,70	4.690,38		R\$ 145,68	R\$ 145,68	R\$ 2.004,25	R\$ 18.730,11
17	R\$ 4.908,37	5.061,70		R\$ 153,33	R\$ 153,33	R\$ 2.056,66	R\$ 20.786,76
18	R\$ 5.300,77	5.462,15		R\$ 161,38	R\$ 161,38	R\$ 2.110,29	R\$ 22.897,05
19	R\$ 5.724,15	5.894,00		R\$ 169,85	R\$ 169,85	R\$ 2.165,16	R\$ 25.062,21
20	R\$ 2.784,31	6.359,67	R\$ 3.396,59	R\$ 178,77	R\$ 3.575,35	R\$ 1.000,64	R\$ 26.062,85
21	R\$ 6.673,63	6.861,78		R\$ 188,15	R\$ 188,15	R\$ 2.278,76	R\$ 28.341,61
22	R\$ 7.185,36	7.383,40		R\$ 198,03	R\$ 198,03	R\$ 2.331,11	R\$ 30.672,71
23	R\$ 7.735,46	7.943,88		R\$ 208,43	R\$ 208,43	R\$ 2.384,39	R\$ 33.057,11
24	R\$ 8.326,78	8.546,15		R\$ 219,37	R\$ 219,37	R\$ 2.438,63	R\$ 35.495,74
25	R\$ 8.962,16	9.193,04		R\$ 230,89	R\$ 230,89	R\$ 2.493,79	R\$ 37.989,53

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 44.751,43
VPL do Projeto	R\$ 37.989,53
Taxa Interna de Retorno (TIR)	28,44%
Taxa de Lucratividade	6,62
Tempo de Payback	4,70