

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

FERNANDO HENRIQUE MURARA DE OLIVEIRA

**COMPARAÇÃO DE CUSTO BENEFÍCIO ENTRE MICRO INVERSOR E
INVERSOR *MULTISTRING* COM BASE NA EXPECTATIVA DE GERAÇÃO PARA
CLIENTE DE APUCARANA-PR**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA - PR

2019

FERNANDO HENRIQUE MURARA DE OLIVEIRA

**COMPARAÇÃO DE CUSTO BENEFÍCIO ENTRE MICRO INVERSOR E
INVERSOR *MULTISTRING* COM BASE NA EXPECTATIVA DE GERAÇÃO PARA
CLIENTE DE APUCARANA-PR**

Monografia de Especialização apresentada ao Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Rodrigues

CURITIBA - PR

2019

TERMO DE APROVAÇÃO

FERNANDO HENRIQUE MURARA DE OLIVEIRA

COMPARAÇÃO DE CUSTO BENEFÍCIO ENTRE MICRO INVERSOR E INVERSOR MULTISTRING COM BASE NA EXPECTATIVA DE GERAÇÃO PARA CLIENTE DE APUCARANA-PR

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 08 de outubro de 2019, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Marcelo Rodrigues
Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

Prof. Me. Romildo Alves dos Prazeres
Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcelo Rodrigues
Orientador - UTFPR

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior
UTFPR

Prof. Esp. Carlos Henrique Karam Salata
UTFPR

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso

RESUMO

OLIVEIRA, Fernando H. M. **COMPARAÇÃO DE CUSTO BENEFÍCIO ENTRE MICRO INVERSOR E INVERSOR *MULTISTRING* COM BASE NA EXPECTATIVA DE GERAÇÃO PARA CLIENTE DE APUCARANA-PR.** 2019. 88 f. Monografia - Curso de Especialização em Energias Renováveis, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT), Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Curitiba, 2019.

Com a crescente procura por fontes energéticas renováveis, tanto por preocupação ambiental, como pela limitação das hidrelétricas, ou ainda por razões econômicas, especialmente no Brasil, onde há uma grande extensão territorial e boa irradiação solar, a fotovoltaica se mostra uma opção atraente. O presente trabalho trata de um estudo de caso de uma planta fotovoltaica a ser instalada para um cliente na cidade de Apucarana-PR com o objetivo de identificar a melhor opção de sistema, micro inversor ou inversor *multistring*, com base na análise do tempo de retorno do investimento. Para a realização do estudo foram utilizados dados do consumo, irradiação solar no local, área disponível, localização e por fim o dimensionamento do sistema para cada tecnologia de inversor. A partir dos dados obtidos foi gerada uma expectativa de geração e a economia futura provável que a planta irá proporcionar ao cliente, diante disso, e do valor do investimento, foi possível calcular o tempo de retorno do investimento e definir qual é a melhor tecnologia para esta aplicação, que neste caso favorece ao *multistring* devido sua popularidade e menor custo quando comparado ao micro inversor, resultando numa diferença de aproximadamente um ano no *payback* a favor do *multistring*. Devido as características do sistema é possível replicar o procedimento deste estudo alterando algumas variáveis.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Energia Solar.

ABSTRACT

OLIVEIRA, Fernando H. M. **COST-BENEFIT COMPARISON BETWEEN MICRO INVERTER AND MULTISTRING INVERTER BASED ON EXPECTATION OF GENERATION FOR CUSTOMER OF APUCARANA-PR.** 2018. 88 f. Monography - Specialization Course in Renewable Energies, Academic Department of Electrotechnology (DAELT), Federal Technological University of Paraná (UTFPR). Curitiba, 2019.

With the growing demand for renewable energy sources, both by environmental concern and by limiting hydroelectric dams, or also for economic reasons, especially in Brazil, where there is a great territorial extension and good solar irradiation, the photovoltaic is an attractive option. The present work deals with a case study of a photovoltaic plant to be installed for a customer in the city of Apucarana-PR with the aim of identifying the best choice of system, micro inverter or multistring inverter, based on the analysis of the return time of the investment. For the purpose of the study, we used data on consumption, solar irradiation at the site, available area, location and finally the sizing system for each inverter technology. From the data obtained was generated a generation expectation and the probable future economy that the plant will provide to the customer, therefore, and the value of the investment, it was possible to calculate the return time of the investment and to define which is the best technology for this application, that in this case favors the multistring due to its popularity and lower cost when compared to the micro inverter, resulting in a difference of approximately one year in the payback in favor of the multistring. Due to the characteristics of the system it is possible to replicate the procedure of this study by altering some variables.

Keywords: Distributed generation. Network-connected Photovoltaic Systems. Solar Energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Protocolo de Pesquisa	18
Figura 2 - Efeito Fotovoltaico	21
Figura 3 - Estrutura da Célula Fotovoltaica	22
Figura 4 - Esquema elétrico célula fotovoltaica	22
Figura 5 - Cristal de Quartzo e Bloco de Silício	23
Figura 6 - Métodos de processamento de silício monocristalino	24
Figura 7 - Lingote de silício monocristalino	25
Figura 8 - <i>Wafer</i> de silício monocristalino	25
Figura 9 - Célula Fotovoltaica Monocristalina	26
Figura 10 - Lingote de Silício Policristalino	27
Figura 11 - Célula Fotovoltaica Policristalina	28
Figura 12 - Aplicação Filme Fino	29
Figura 13 - Montagem Módulo Fotovoltaico	30
Figura 14 - Componentes da Radiação Solar	31
Figura 15 - Irradiação Global Horizontal	33
Figura 16 - Irradiação Global Horizontal Paranaense	34
Figura 17 - Irradiação no Plano Inclinado Mesorregião Norte Central	35
Figura 18 - Irradiação Global Horizontal Apucarana	36
Figura 19 - Diagrama de um Inversor SFVCR	39
Figura 20 - Arranjo com Inversor Central	40
Figura 21 - Arranjo com Inversor <i>Multistring</i>	41
Figura 22 - Arranjo com Inversor <i>String</i>	42
Figura 23 - Arranjo com Inversor Integrado	43
Figura 24 - Local de instalação do SFVCR	46
Figura 25 - Fatura de energia empresarial	47
Figura 26 - Fatura de energia residencial	48
Figura 27 - Dados disponibilizados pelo atlas	50
Figura 28 - Inserção dos dados no Radasol	51
Figura 29 - Critérios para cálculos	51
Figura 30 - Desvio azimutal <i>Google Earth Pro</i> face voltada para Oeste	52
Figura 31 - Desvio azimutal <i>Google Earth Pro</i> face voltada para Leste	52

Figura 32 - Detalhe Inclinação da Cobertura	53
Figura 33 - Dados Elétricos STC Módulo 400 W	54
Figura 34 - Dados Inversor Fronius	55
Figura 35 - Ampacidade cabos Nexans	58
Figura 36 - Capacidade de Condução NBR 5410	61
Figura 37 - Dados Micro Inversor APsystems	63
Figura 38 - Custo Sistema Gerador Fotovoltaico	66
Figura 39 - Composição Gerador Fotovoltaico	66

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Consumo X Expectativa Inversor Multistring	68
Gráfico 2 - Consumo X Expectativa Micro Inversor	70
Gráfico 3 - Comparativo Da Expectativa De Geração	71

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Potência Painel Fotovoltaico	54
--	----

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Consumo	49
Quadro 2 - Valores de Irradiação Obtidos no Rádiosol	53
Quadro 3 - Características do Painel Fotovoltaico	56
Quadro 4 - Secção condutores CC MPPT1	57
Quadro 5 - Secção condutores CC MPPT2	58
Quadro 6 - Secção condutores CA <i>Multistring</i>	60
Quadro 7 - Secção condutores CA Micro Inversor	65
Quadro 8 - Componentes e Custos do Gerador Fotovoltaico	67
Quadro 9 - Consumo x Expectativa <i>Multistring</i>	68
Quadro 10 - Consumo x Expectativa Micro Inversor	69
Quadro 11 - Comparação da Expectativa de Geração	71
Quadro 12 - <i>Payback</i> Inversor <i>Multistring</i> sem Taxa de Disponibilidade	74
Quadro 13 - <i>Payback</i> Inversor <i>Multistring</i> com Taxa de Disponibilidade	74
Quadro 14 - <i>Payback</i> Micro Inversor sem Taxa de Disponibilidade	75
Quadro 15 - <i>Payback</i> Micro Inversor com Taxa de Disponibilidade	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Reajustes Tarifários COPEL	73
---------------------------------------	----

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS, SÍMBOLOS E ACRÔNIMOS

LISTA DE ABREVIATURAS

A	Ampère
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CF	Fluxo de Caixa
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CPF	Cadastro de Pessoa Física
HIT	<i>Heterojunction With Intrinsic Thin Layer</i>
IBC	<i>Interdigitated Back Contact</i>
kA	Quiloampère
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWh	Unidade de consumo (quilowatt hora)
kWh/m ² .dia	Unidade medida irradiação (Quilowatt hora por metro quadrado ao dia)
MPPT	Ponto Rastreador Potência Máxima (<i>Maximum Power Point Tracker</i>)
m	Metro
m ²	Metro quadrado
mm ²	Milímetro quadrado
MW	Megawatt
MWp	Megawatt pico
P.R.	<i>Performance Ratio</i>
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFVI	Sistema Fotovoltaico Isolado
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TIR	Taxa de Retorno Interno
UFV	Usina Fotovoltaica
V	Volts
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt

LISTA DE SIGLAS

μSi	Silício microcristalino
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
aSi	Silício Amorfo
CdTe	Telureto de Cádmio

CIGS	Cobre-Índio-Gálio-Selênio
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
E	Energia
EVA	<i>Ethylene-vinyl acetate</i> (Acetato-vinilo de etileno)
H_{TOT}	Irradiação solar incidente no plano do painel fotovoltaico
I_{sc}	Corrente de curto circuito
m-Si	Silício Monocristalino
NBR	Norma Técnica
NTC	Norma Técnica Copel
p-Si	Silício Policristalino
P_{FV}	Potência do Painel Fotovoltaico
PVC	<i>Polyvinyl Chloride</i> (Policloreto de vinila)
Si-Cz	Silício pelo método <i>Czochralski</i>
Si-FZ	Silício pelo método <i>Float Zone</i>
Si-gE	Silício de grau eletrônico
Si-gM	Silício de grau metalúrgico
Si-gS	Silício de grau solar
$V_{máx}$	Tensão máxima
V_{oc}	Tensão de circuito aberto

LISTA DE ACRÔNIMOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
ISO	<i>International Organization for Standardization</i> (Organização Internacional de Normalização)
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
REN	Resolução Normativa

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	TEMA.....	15
1.1.1	Delimitação do Tema.....	15
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS.....	15
1.3	OBJETIVOS.....	16
1.3.1	Objetivo Geral.....	16
1.3.2	Objetivos Específicos.....	16
1.4	JUSTIFICATIVA.....	16
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	19
2.1	CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	19
2.1.1	Efeito Fotovoltaico.....	19
2.1.2	Estrutura da Célula Fotovoltaica.....	20
2.1.3	Tipos de Células Fotovoltaicas.....	22
2.1.4	Montagem de Módulos Fotovoltaicos.....	29
2.2	IRRADIAÇÃO SOLAR BRASILEIRA.....	30
2.3	POTENCIAL DE GERAÇÃO DO PARANÁ.....	33
2.4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	35
2.5	REGULAMENTAÇÃO.....	36
2.5.1	PRODIST.....	36
2.5.2	REN 482.....	36
2.5.3	REN 687.....	37
2.5.4	NTC 905200.....	37
2.6	INVERSORES FOTOVOLTAICOS.....	37
2.6.1	Inversor Central.....	39
2.6.2	Inversor Multistring.....	40
2.6.3	Inversor String.....	41
2.6.4	Micro Inversor.....	41
2.7	CONCLUSÃO TEÓRICA.....	42
3	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	44
3.1	LOCALIZAÇÃO.....	44

3.2	CRITÉRIOS PARA O DIMENSIONAMENTO.....	45
3.2.1	Consumo.....	45
3.2.2	Atlas Solar e Radasol.....	48
3.3	DIMENSIONAMENTO PARA INVERSOR <i>MULTISTRING</i>	53
3.3.1	Módulos.....	53
3.3.2	Inversor.....	54
3.3.3	Painel Fotovoltaico.....	55
3.3.4	Condutores.....	56
3.3.5	Proteções.....	60
3.4	DIMENSIONAMENTO PARA MICRO INVERSOR.....	61
3.4.1	Módulos.....	61
3.4.2	Inversor.....	61
3.4.3	Painel Fotovoltaico.....	62
3.4.4	Condutores.....	63
3.4.5	Proteções.....	64
3.5	ORÇAMENTO.....	65
3.5.1	Inversor Multistring.....	65
3.5.2	Micro inversor.....	66
3.6	EXPECTATIVA DE GERAÇÃO.....	66
3.6.1	Sistema com Inversor Multistring.....	66
3.6.2	Sistema com Micro Inversor.....	68
3.6.3	Comparação Inversor Multistring e Micro Inversor.....	70
3.7	ANÁLISE FINANCEIRA.....	72
3.7.1	Payback.....	72
3.8	CONCLUSÃO DIMENSIONAMENTO.....	76
4	CONCLUSÃO.....	77
	REFERÊNCIAS.....	79
	ANEXO A.....	80
	ANEXO B.....	82
	ANEXO C.....	84
	APÊNDICE A.....	86
	APÊNDICE B.....	87
	APÊNDICE C.....	88

1 INTRODUÇÃO

Desde a descoberta da eletricidade e sua popularização, a humanidade vem encontrando maneiras de aperfeiçoar as formas de obtê-la. Dentre as diversas formas de geração, utilizando geradores movidos a vapor, hidrelétricas, usinas térmicas, nucleares, entre outras formas, e por fim, devido ao aumento da preocupação com o meio ambiente, aliado ao avanço tecnológico iniciou-se a popularização das energias renováveis, como fotovoltaica e eólica.

A partir da descoberta do efeito fotovoltaico por Edmond Becquerel em 1839, através de placas de platina ou prata, imersas em um eletrólito, ele observou que elas geravam uma diferença de potencial ao serem expostas a radiação solar (VALLÊRA & BRITO, 2006).

Segundo Vallêra e Brito (2006) no princípio a energia elétrica gerada por módulos fotovoltaicos foi testada para alimentar redes telefônicas remotas, posteriormente foi utilizada como *back-up* em naves espaciais, e devido a eficiência obtida no teste em órbita, iniciou-se um grande investimento para aperfeiçoar a tecnologia.

Devido ao grande investimento e ao interesse da iniciativa privada foi-se aumentando a popularidade desta nova forma de geração de energia, até que em 1982 foi instalada a primeira central de geração fotovoltaica na Califórnia, com potência de 1MWp e na década de 90 foi lançado o programa “Telhado Solar” pela Alemanha e Japão (VALLÊRA & BRITO, 2006).

Os módulos fotovoltaicos geram energia em corrente contínua, portanto para a utilização em residências, comércios, indústrias, e até na geração em usinas, faz-se necessário a utilização de um equipamento capaz de transformar a corrente contínua em alternada, este equipamento é chamado de inversor.

Basicamente os inversores são divididos em duas categorias gerais, *on-grid* e *off-grid*, ou seja, conectados à rede, ou desconectados a rede respectivamente. Neste trabalho serão abordados os inversores *on-grid*, especificamente o micro inversor e o inversor *string*.

1.1 TEMA

A temática abordada neste trabalho se refere ao estudo comparando o custo benefício de duas tecnologias de inversores utilizadas em sistemas fotovoltaicos, diante de uma estimativa de produção anual baseada nos históricos de irradiação solar.

1.1.1 *Delimitação do Tema*

A base do trabalho será definida pelos seguintes tópicos:

- Análise do consumo energético de um cliente específico de Apucarana/PR;
- Estudo da instalação local;
- Análise dos equipamentos a serem utilizados;
- Comparativos entre as tecnologias;
- Análise financeira.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Atualmente pode-se observar diversas tecnologias no mercado fotovoltaico, especificamente sobre inversores, partindo deste ponto, qual seria a melhor tecnologia para uma determinada aplicação, visando o melhor custo benefício com base na estimativa de produção de cada tecnologia?

Partindo deste questionamento pode-se projetar e simular uma aplicação real de um sistema fotovoltaico, colocando a prova as vantagens e desvantagens entre os inversores *string* e os micro inversores, e o impactos delas na relação de custo benefício dos equipamentos.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 *Objetivo Geral*

Verificar qual a melhor tecnologia para o projeto em específico, levando em consideração o investimento e o tempo de retorno.

1.3.2 *Objetivos Específicos*

- Analisar e levantar o consumo do cliente;
- Levantar a área disponível para implantação do sistema fotovoltaico;
- Estudar a irradiação solar no local através de ferramentas online;
- Dimensionar o sistema;
- Comparar as tecnologias;
- Calcular a expectativa de geração;
- Definir qual tecnologia é mais vantajosa com base no *payback* de cada.

1.4 JUSTIFICATIVA

A premissa do trabalho é promover uma ampliação do conhecimento acerca das tecnologias disponíveis, bem como demonstrar num exemplo real como cada uma exerce sua respectiva influência nos custos e na produção de energia, impactando diretamente no custo benefício do sistema.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

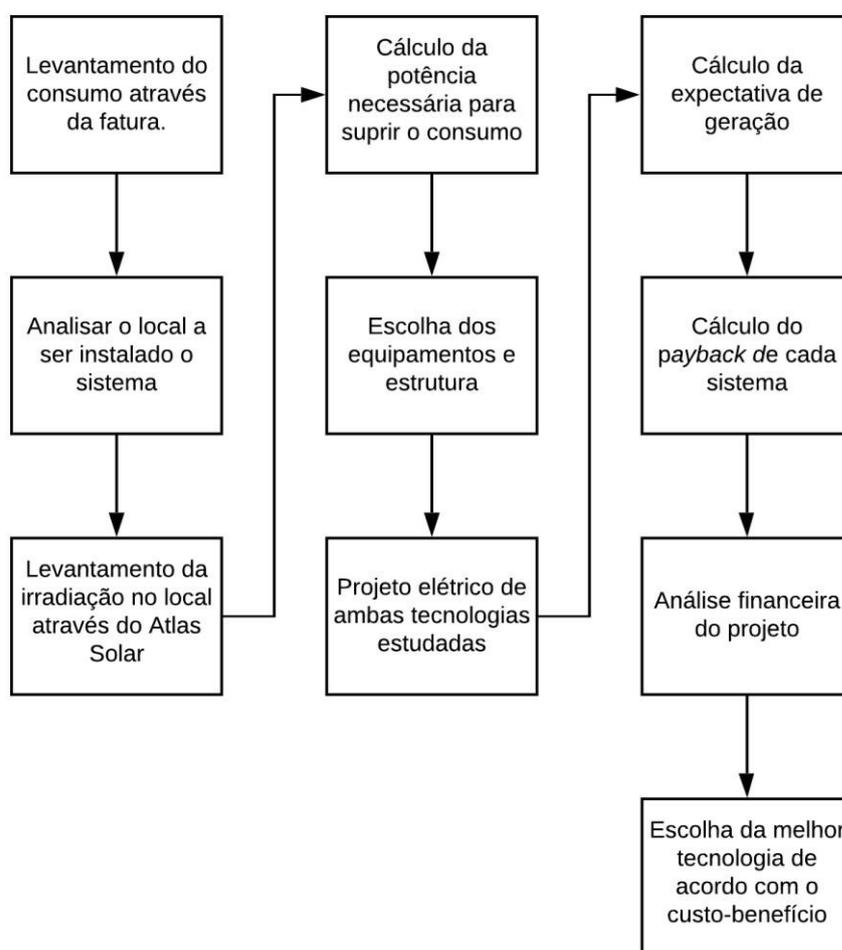
Será realizado um estudo energético com base na fatura de energia elétrica, com as informações obtidas será possível dimensionar o tamanho do sistema fotovoltaico de acordo com cada tecnologia de inversor que será abordada neste estudo.

Seguindo as normas vigentes será dimensionada, os cabos, os módulos fotovoltaicos e a capacidade dos inversores. Os dados necessários para este dimensionamento serão obtidos através do Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná, para alimentar o programa Radiasol, onde também deve-se informar dados referentes a localização e desvios em relação ao norte, dados esses obtidos através do *Google Earth*.

Após o dimensionamento será realizado um comparativo de orçamentos a fim de definir a melhor tecnologia para este caso em específico, considerando as vantagens e desvantagens de cada tipo de inversor, e por fim definir o tempo de retorno do investimento, desconsiderando o desgaste do equipamento.

Na figura 1 é apresentado o protocolo de pesquisa, demonstrando os processos contidos neste trabalho.

Figura 1 - Protocolo de Pesquisa



Fonte: Autor (2019).

Seguindo uma sequência numérica conforme a ordem demonstrada pelas setas, os quadros 1, 2 e 3 representam a coleta de dados, de onde será tirado todas as informações necessárias para prosseguir com o projeto.

Já os quadros 4, 5, 6 e 7 se referem a etapa de planejamento e cálculos técnicos do sistema fotovoltaico, partindo da potência a ser atendida, passando pela escolha da estrutura e pela criação do projeto elétrico e por fim chegando aos cálculos que projetam a geração futura da planta fotovoltaica.

Finalmente, os quadros 8, 9 e 10 demonstram a fase final deste estudo, onde será realizado os cálculos referentes a análise financeira e tempo estimado de retorno, e a definição pela melhor tecnologia para esta aplicação.

Conseqüentemente este protocolo pode ser replicado a outras instalações na qual se tenha o objetivo de comparar duas tecnologias, ou ainda, suprimindo a etapa de comparação, esta ferramenta serve como um guia das etapas de um projeto.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nas próximas seções serão apresentados elementos teóricos necessários para um melhor entendimento sobre o trabalho, desde o princípio, na descoberta do efeito fotovoltaico, que possibilita a conversão dos fótons em energia elétrica, passando pela construção da célula e as diferentes formas de construção dependendo da matéria prima, até chegar aos módulos.

As informações sobre o potencial de geração brasileiro e do estado do Paraná, de acordo com os atlas que disponibilizam as informações necessárias com base em anos de estudo e dados coletados.

Abordando-se o modelo de geração deste projeto fotovoltaico, geração distribuída, e as normas nacionais e da Copel que regem o setor e por fim as tecnologias e topologias disponíveis para inversores.

2.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

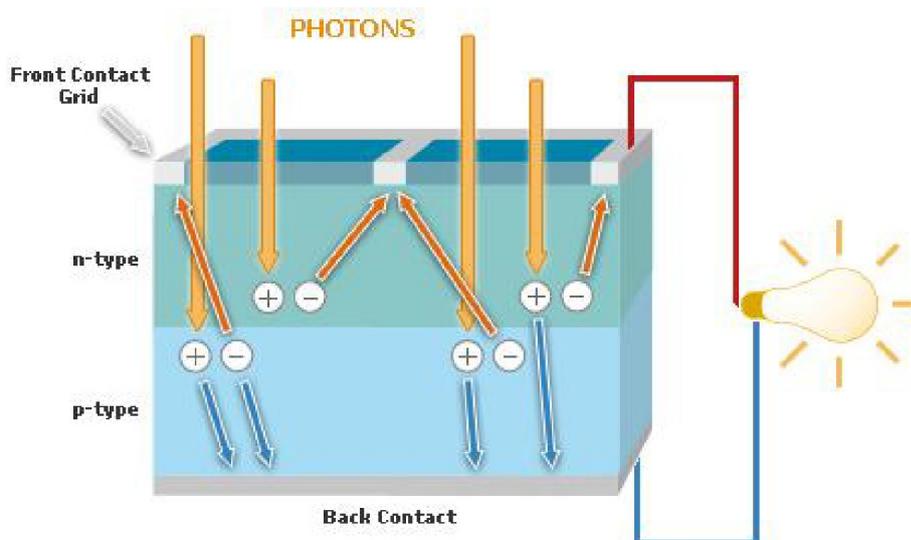
2.1.1 *Efeito Fotovoltaico*

O princípio da energia solar fotovoltaica foi descoberto por Edmond Becquerel em 1839, através de placas de platina ou prata, imersas em um eletrólito, ele observou que elas geravam uma diferença de potencial ao serem expostas a radiação solar (VALLÊRA & BRITO, 2006).

Para Villalva (2015) o efeito fotovoltaico é um efeito físico capaz de produzir energia através da luz, por meio de uma conversão direta. Tal efeito ocorre por meio da incidência da luz ou radiação solar em um material semicondutor de propriedades específicas.

Na figura 2 pode-se verificar uma ilustração sobre o efeito fotovoltaico em uma célula de junção p-n.

Figura 2 - Efeito Fotovoltaico



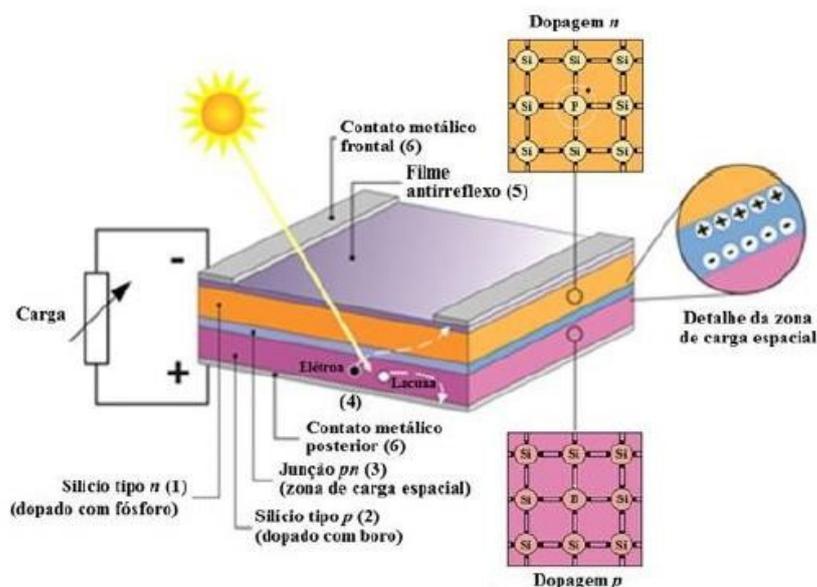
Fonte: Martins (2012)

Conforme observado na figura 2, os fótons passam pela junção, forçando as cargas negativas e positivas a se agruparem nos coletores, gerando uma diferença de potencial.

2.1.2 Estrutura da Célula Fotovoltaica

A estrutura física de uma célula comercial é constituída da seguinte forma, o contato posterior de uma fina camada de metal, geralmente prata ou alumínio, sobre ele o silício de dopagem p , dopado com boro, a junção $p-n$, o silício de dopagem n , dopado com fósforo, um filme antirreflexo e por fim os contatos metálicos impressos na parte superior da célula, conforme figura 3.

Figura 3 - Estrutura da Célula Fotovoltaica

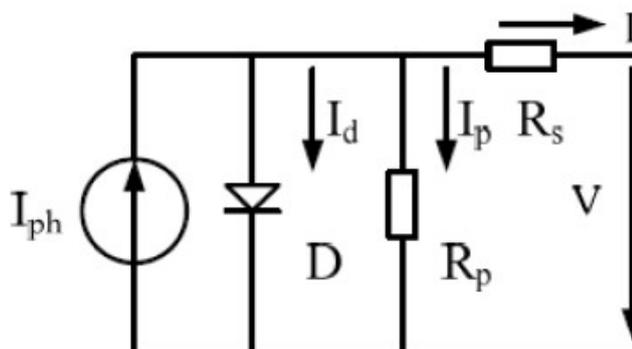


Fonte: PINHO, GALDINO (2014).

Fisicamente um material tipo n possui elétrons excedentes e o material p o inverso, apresenta falta de elétrons, devido essa diferença os elétrons da camada n vão para a camada p criando um campo elétrico na zona de depleção (VALLÊRA, 2015).

Em 25 de abril de 1954, na reunião anual da *National Academy of Sciences*, em Washington, foi apresentada a primeira célula fotovoltaica, com eficiência de 6% (VALLÊRA & BRITO, 2006). A figura 4 representa a célula fotovoltaica como um circuito elétrico.

Figura 4 - Esquema elétrico célula fotovoltaica



Fonte: MARTINS (2012).

Conforme Martins (2012, p. 6) “[...] as resistências R_s e R_p que modelizam respectivamente as perdas de tensão e corrente, ocorridas no interior”.

2.1.3 Tipos de Células Fotovoltaicas

Segundo Villalva (2015), atualmente as tecnologias mais comuns no mercado são de silício monocristalino, silício policristalino e filme fino de silício. O silício é obtido do Quartzo, minério o qual o Brasil é abundante e um dos principais produtores mundiais, porém não realiza a purificação e nem fabrica as células. Na figura 5 pode-se verificar à esquerda um cristal de Quartzo e à direita um bloco de silício.

Figura 5 - Cristal de Quartzo e Bloco de Silício



Fonte: < https://pt.wikipedia.org/wiki/Quartzo#/media/Ficheiro:Quartz,_Tibet.jpg >
< <https://www.infoescola.com/wp-content/uploads/2010/05/silicio.jpg> >

As células de silício podem ser fabricadas com o silício de grau eletrônico (Si-gE), o mesmo utilizado em *chips*, com pureza de 99,9999999%, denominado 9N (nove noes), ou ainda com silício de grau solar (Si-gS), com 99,9999% (6N) que tem um custo menor já que não é puro o suficiente para a indústria eletrônica (PINHO, GALDINO, 2014).

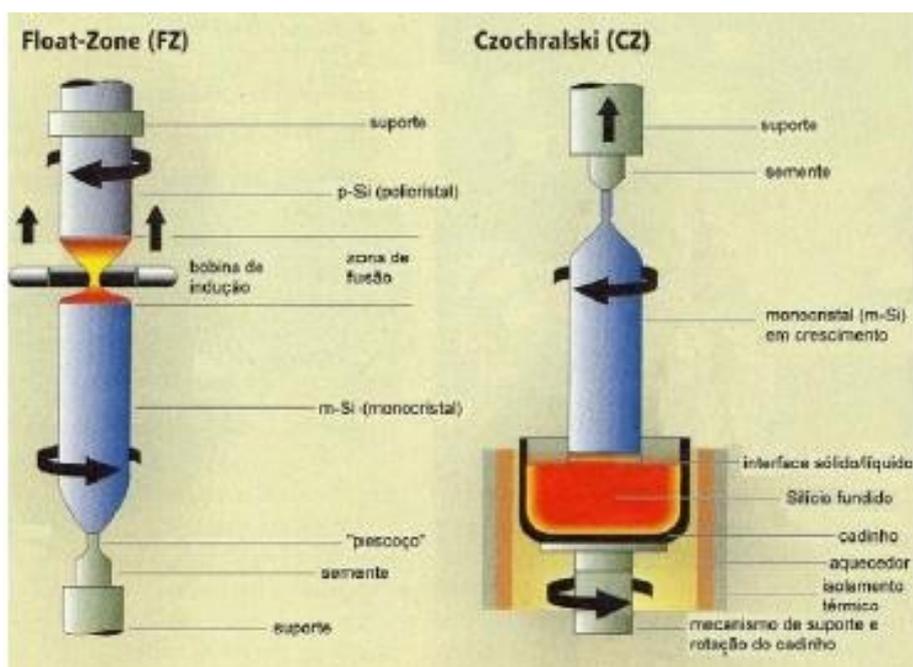
O Si-gE é obtido, por meio de uma rota denominada processo Siemens, a partir do silício impuro, que é o silício de grau metalúrgico (Si-gM), com pureza de ~99%. Já o Si-gS é obtido por meio do processo chamado Siemens modificado, ou por meio de outras rotas alternativas.

O Si metalúrgico (Si-gM), por sua vez, é obtido da sílica (SiO_2) em fornos a arco elétrico numa temperatura que pode atingir $1780\text{ }^\circ\text{C}$, utilizando como matéria prima quartzo ou areia e o carvão [...] (PINHO, GALDINO, 2014, p. 127).

2.1.3.1 Silício monocristalino

Através do aquecimento em alta temperatura de blocos de silício ultrapuros, por meio do processo de formação de cristais chamado método Czochralski (Si-Cz) ou ainda pelo método de fusão zonal flutuante (Si-FZ, *Float Zone*), ambos métodos podem ser observados na figura 6. O produto resultante destes processos é um lingote de silício monocristalino, conforme a figura 7. (PINHO E GALDINO, 2012; VILLALVA, 2015).

Figura 6 - Métodos de processamento de silício monocristalino



Fonte: PINHO, GALDINO (2014).

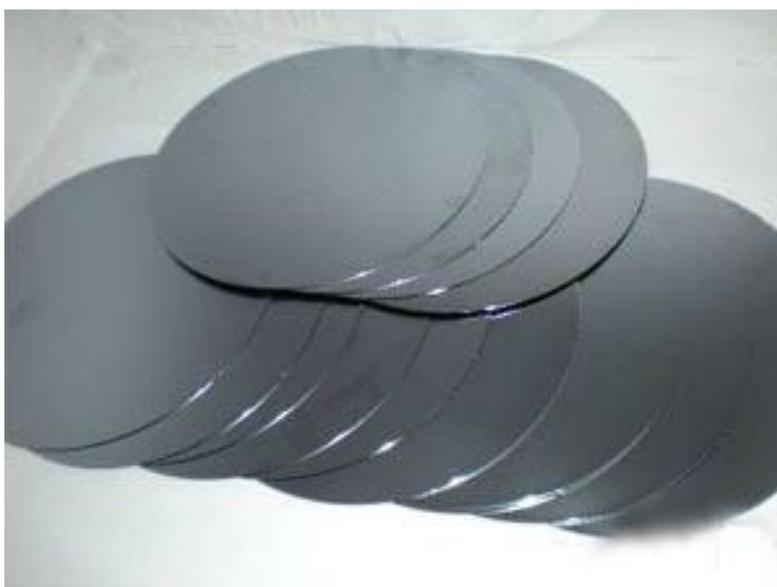
Figura 7 - Lingote de silício monocristalino



Fonte: VILLALVA (2015)

O lingote é uma estrutura cristalina e com organização molecular homogênea, que será fatiado, criando os *wafers*, figura 8, de silício, porém estes ainda não têm propriedades fotovoltaicas, somente após receber os tratamentos químicos necessários, onde recebem impurezas que dopam as faces. (VILLALVA, 2015)

Figura 8 - Wafer de silício monocristalino



Fonte: <http://pt.yisemiconductor.com/uploads/201815820/antimony-doped-monocrystalline-silicon-wafer29414415237.jpg>

Antes de passar pelo processo químico de dopagem, receber as camadas metálicas para condução elétrica, as células são cortadas para obter um aproveitamento melhor da área quando aplicadas no módulo, o resultado final de uma célula monocristalina pode ser observado na figura 9.

Figura 9 - Célula Fotovoltaica Monocristalina



Fonte: <https://ae01.alicdn.com/kf/HTB1H5ckKXXXXXajXFXXq6xXFXXS/100pcs-20-4-efficiency-6x6-font-b-Monocrystalline-b-font-font-b-solar-b-font-font.jpg>

Conforme explica Villalva (2015) as células monocristalinas tem eficiência na faixa de 15% a 18%, porém seu processo de fabricação tem um custo mais elevado. Já segundo Pinho e Galdino (2014) existem ainda tecnologias que melhoram a eficiência das células, como a IBC (*Interdigitated back contact*) que tem os contatos metálicos intercalados somente na parte traseira, alcançando uma eficiência de 24,2% em substratos de Si-FZ, já em substratos Si-Cz a tecnologia é denominada HIT (*heterojunction with intrinsic thin layer*) e obteve eficiência de 23,7%.

2.1.3.2 Silício policristalino

Ao contrário do silício monocristalino, o lingote de silício policristalino é formado por diversos e pequenos cristais, com dimensões na ordem de centímetros, formando um bloco que pode ser observado na figura 10. (PINHO e GALDINO, 2014).

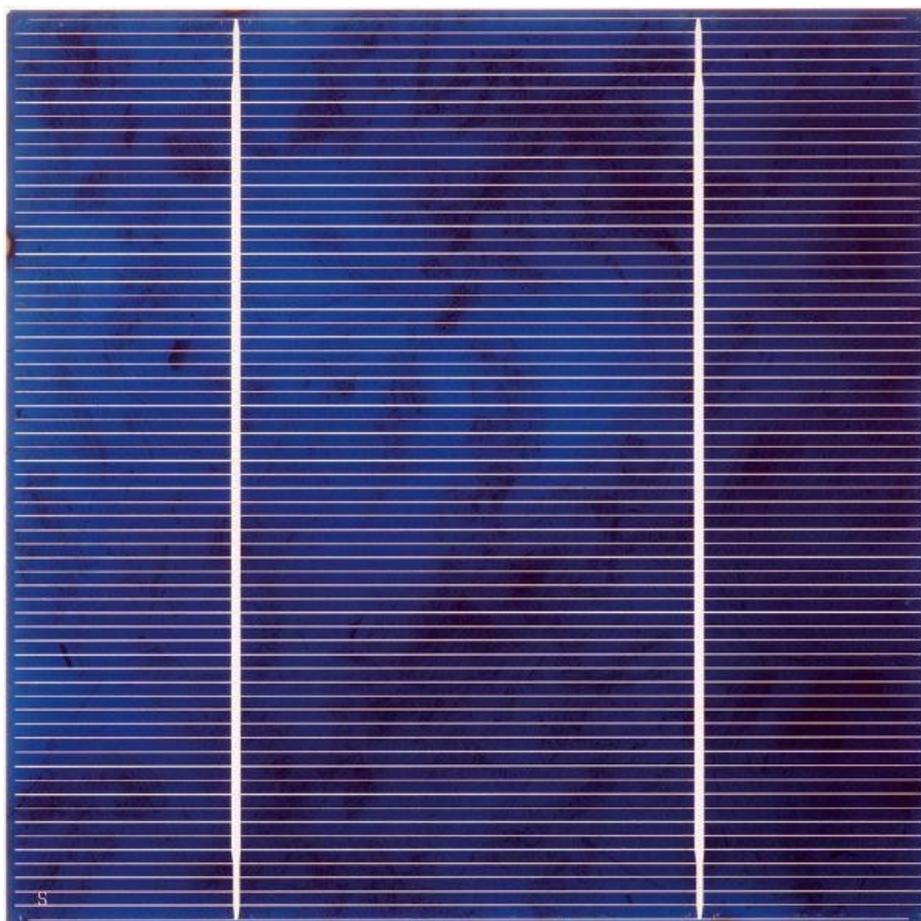
Figura 10 - Lingote de Silício Policristalino



Fonte: <https://pt.solar-energia.net/uploads/cms/118/1/silicio-policristalino.jpg>

A partir do lingote, assim como no monocristalino, é cortado os *wafers*, porém estes são quadrados perfeitos, já que as sobras podem ser reaproveitadas no processo. O *wافر* passa pelas mesmas etapas do monocristalino para poder converter a luz em eletricidade, na figura 11 pode-se observar uma célula comercial policristalina.

Figura 11 - Célula Fotovoltaica Policristalina



Fonte: https://img.directindustry.com/pt/images_di/photo-g/54794-5023411.jpg

Conforme Pinho e Galdino (2014, p. 129) “Para lâminas comerciais de p-Si a eficiência varia entre 14,5% a 16,2%.”.

Devido a forma construtiva das células, a identificação de cada uma se torna fácil já que a monocristalina tem coloração uniforme e cantos arredondados, e a policristalina é quadrada sendo possível visualizar os cristais, que variam em tons de azul geralmente.

2.1.3.3 Filme fino

Para Villalva (2015) os módulos de filme fino são de tecnologia mais recente, sua principal diferença para os métodos anteriores é que não é necessário formar lingotes para depois fatia-los, já que com esta tecnologia o material é depositado, por vaporização ou outras formas, em finas camadas sobre uma superfície rígida

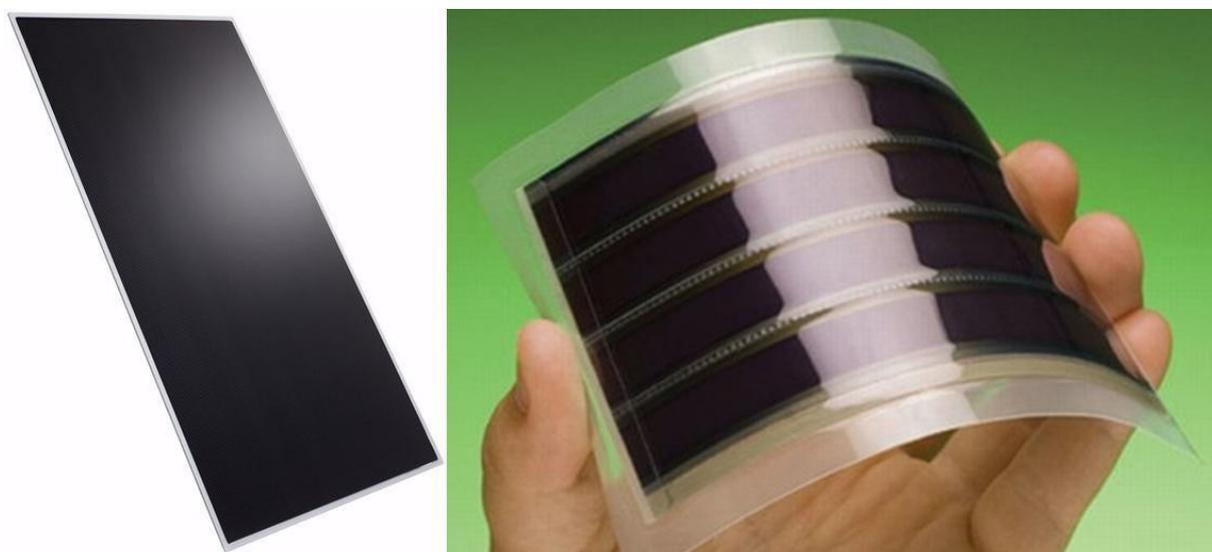
ou flexível, por esse motivo evita-se o desperdício de material, além disso para fabrica-los é necessário temperaturas na ordem de 200°C e 500°C, bem inferior as tecnologias anteriores, portanto além de menor desperdício, demanda menos energia na produção, tornando o processo mais simples e barato, e com possibilidade de automatização em larga escala.

Como o material é depositado sobre uma base a célula não tem um tamanho definido, podendo ser fabricado em diversos tamanhos, portanto não há distinção entre o módulo e a célula em si, outra vantagem é a menor sensibilidade a sombreamento parcial, além de ter um aproveitamento melhor de baixas radiações e radiações difusas e a produção de energia não é tão afetada em altas temperaturas. (VILLALVA, 2015).

Conforme explica Villalva (2015) apesar de todas as vantagens quanto a forma de produzi-lo, sua eficiência é bem menor que os módulos das tecnologias anteriores, necessitando uma área maior para produzir a mesma quantidade de energia que os módulos policristalinos e monocristalinos necessitariam, outro motivo de não serem utilizados em larga escala é sua deterioração acelerada quando comparada aos cristalinos, principalmente se não for aterrado corretamente.

O nome filme fino é utilizado para definir várias tecnologias, como silício amorfo (aSi), silício microcristalino (μ Si), telureto de cádmio (CdTe) e CIGS (cobre-índio-gálio-selênio). Na figura 12 é possível visualizar aplicações do filme fino. (VILLALVA, 2015).

Figura 12 - Aplicação Filme Fino

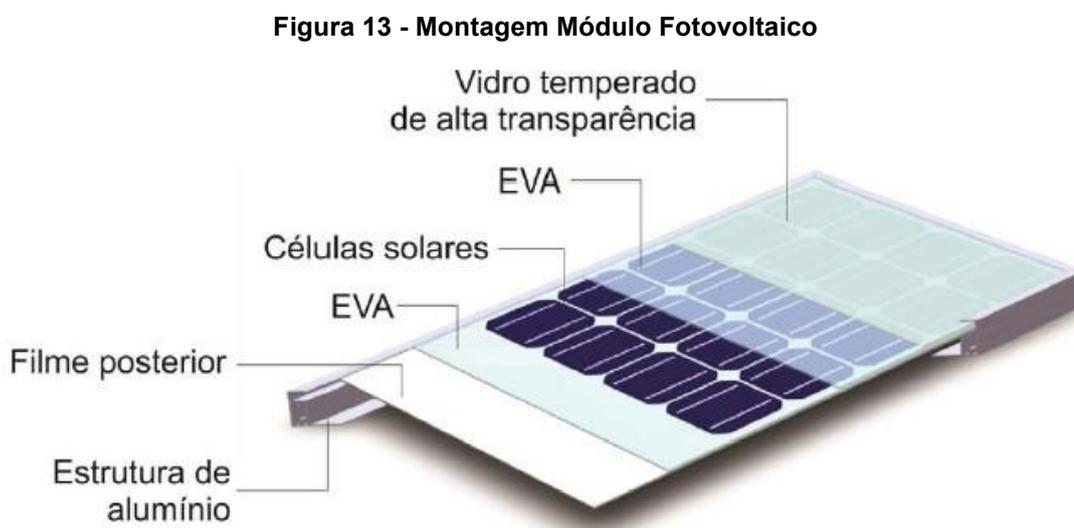


Fonte: < https://img.edilportale.com/product-thumbs/b_solibro-thin-film-with-frame-coenergia-312815-rel8f6c9cbc.jpg >
< <http://www.newhome.com.br/images/Eko/Solar/Fotovoltaica/ThinFilmOxidoTitanio.jpg> >

Como pode ser visto na figura 12 a característica de uniformidade na construção do filme fino, e a flexibilidade dependendo da aplicação.

2.1.4 Montagem de Módulos Fotovoltaicos

A montagem requer procedimentos e materiais específicos, alguns desenvolvidos justamente para atender a este tipo de aplicação, na figura 13 é possível observar a forma que é realizada a montagem de um módulo comercial.



Fonte: PINHO e GALDINO (2014).

O processo de fabricação de um módulo fotovoltaico comercial consiste nas seguintes etapas, associação elétrica em série e/ou paralelo das células, após serem soldadas por radiação laser ou iluminação com lâmpadas halógenas, elas são encapsuladas num sanduíche de vidro temperado de alta transparência, para isso o vidro contém baixíssimo nível de ferro em sua composição, EVA (*Ethylene-vinyl acetate*) transparente, as células fotovoltaicas, EVA novamente, porém colorido, geralmente branco ou preto, filme posterior composto de polímeros e a estrutura em alumínio, tal processo concede resistência mecânica e protege as células das intempéries. (PINHO e GALDINO, 2014)

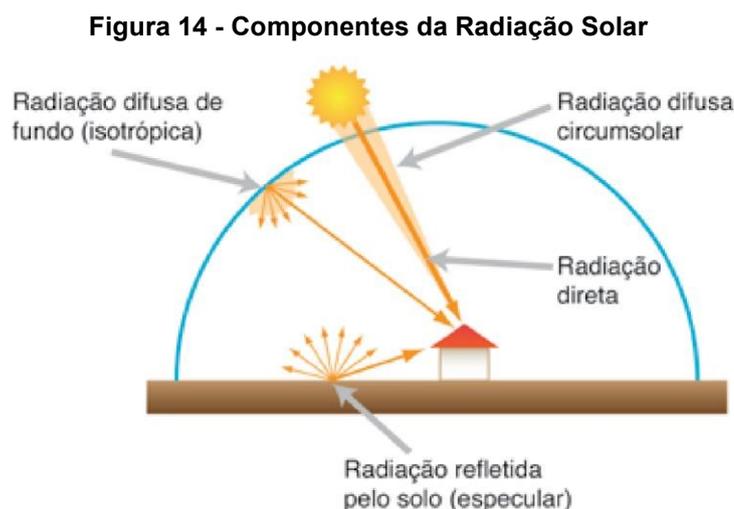
2.2 IRRADIAÇÃO SOLAR BRASILEIRA

“Para avaliarmos o potencial da energia solar fotovoltaica numa determinada região ou cidade, ou para projetar sistemas fotovoltaicos, interessa caracterizar a radiação solar que chega a cada sítio e em cada instante.” (MAGARREIRO, FREITAS e BRITO, 2016. p. 57).

Para Magarreiro, Freitas e Brito (2016) o cálculo da radiação na terra deve considerar alguns fatores, como dispersão e absorção por conta dos gases na atmosfera, assim como latitude, dia e hora. O fato da Terra ter atmosfera afeta a incidência de radiação solar, alterando o ângulo da incidência de parte dos raios, observando a partir da superfície terrestre, a radiação pode ser dividida em três componentes:

- A radiação direta (que projeta sombras) vem diretamente da direção do disco solar;
 - A radiação difusa (que inclui a radiação solar de todas as direções do céu, com a exceção do disco solar), e
 - A radiação refletida (que resulta da reflexão da radiação solar na superfície, dependendo, portanto, das propriedades ópticas da superfície), também denominada albedo [...]
- (MAGARREIRO, FREITAS e BRITO, p. 57)

Pode-se verificar um exemplo das componentes da radiação solar na figura 14.

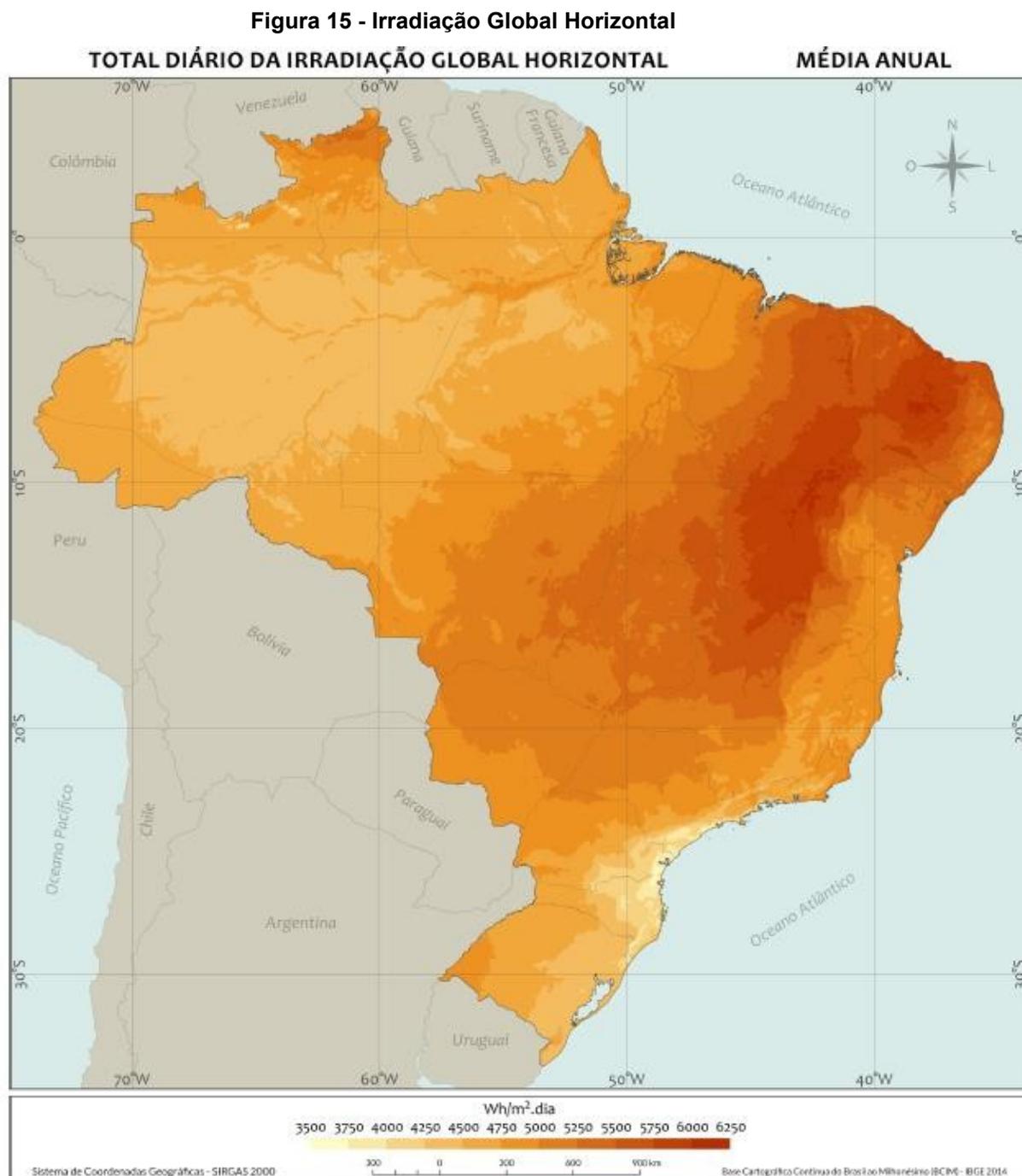


Fonte: MAGARREIRO, FREITAS e BRITO (2016)

Diante do potencial da geração fotovoltaica no Brasil, o aproveitamento desta fonte se torna um importante recurso na matriz energética, proporcionando a descarbonização da matriz, já que atualmente as fontes térmicas correspondem a

26% da matriz, além de proporcionar um conforto no sistema elétrico nacional, possibilitando um controle melhor e mais eficiente dos reservatórios, principalmente no período de secas, além do impacto energético, a difusão fotovoltaica na matriz energética pode trazer benefícios socioeconômicos através de aumento da renda no nordeste, por exemplo, promovendo uma economia mais justa e menos vulnerável ao clima. (PEREIRA, MARTINS, et al., 2017).

O Brasil por ser um país com território amplo, predominantemente tropical e próximo da linha do Equador tem um excelente índice de irradiação solar, segundo dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) a média anual de irradiação global brasileiro é bem significativa, conforme pode ser observado na figura 15.



Fonte: PEREIRA, MARTINS, et al. (2017)

Para Cabral, Torre e Senna (2013, p. 4) “A região mais ensolarada da Alemanha recebe um índice de radiação solar 40% menor que o índice da região menos ensolarada do Brasil.” Desta forma fica evidente o potencial brasileiro, diante de um dos líderes mundiais em geração e tecnologia de geração solar fotovoltaica.

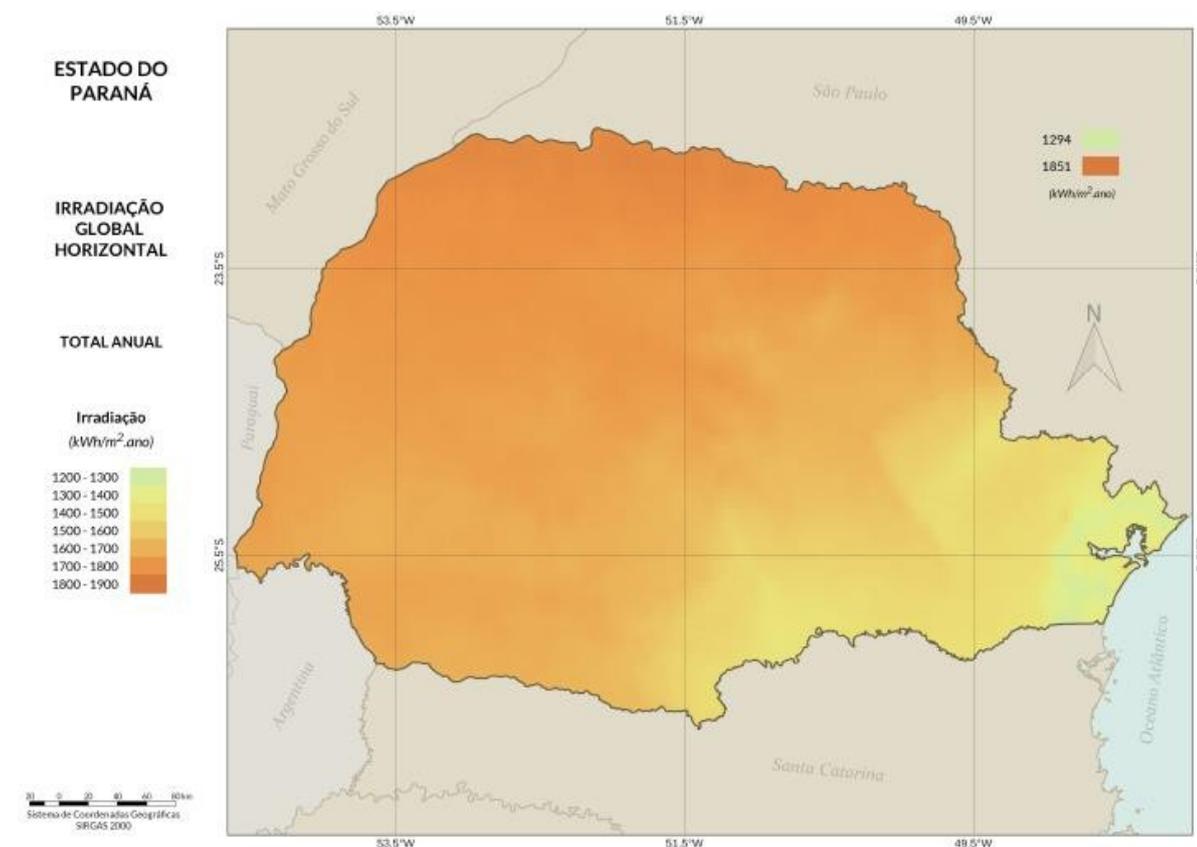
2.3 POTENCIAL DE GERAÇÃO DO PARANÁ

Assim como no restante do Brasil, o Paraná tem uma boa capacidade de geração fotovoltaica, já que a média de irradiação solar incidente sobre o estado é superior a maioria dos países europeus, onde a tecnologia é amplamente difundida. (TIEPOLO, et al., 2017)

Tiepolo, et al. (2017, p. 74) mostra que

Os mapas de irradiação global horizontal (figura 16) mostram que o Estado do Paraná apresenta uma média anual de 1.705 kWh/m².ano, sendo que o valor máximo de irradiação anual encontra-se nos municípios de Itaguajé e Santa Inês, com 1.938 kWh/m².ano, e o valor mínimo encontra-se no município de Guaratuba, com 1.365 kWh/m².ano, sendo estes os valores extremos encontrados no estado.

Figura 16 - Irradiação Global Horizontal Paranaense

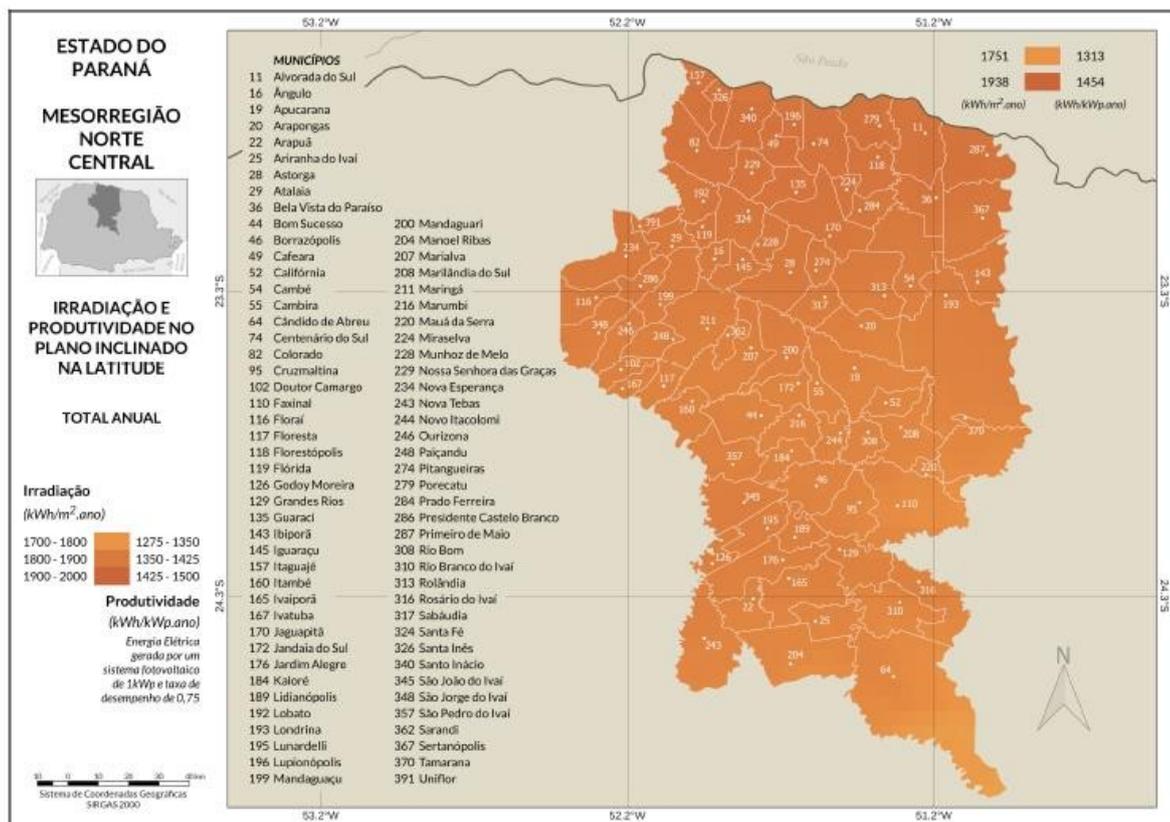


Fonte: TIEPOLO, et al. (2017)

Especificamente na região de Apucarana, onde será implantado o projeto deste estudo, pode-se verificar que há uma excelente média de irradiação, conforme

figura 17, pelo cálculo da média entre o valor máximo e mínimo observa-se uma irradiação de 1844,5 kWh/m².ano.

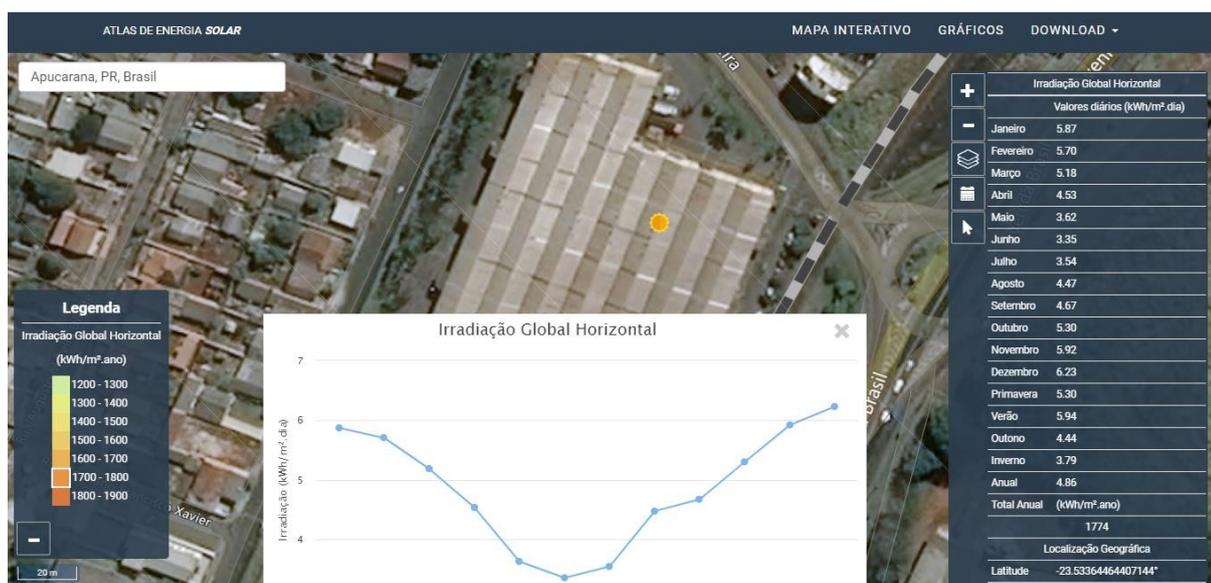
Figura 17 - Irradiação no Plano Inclinado Mesorregião Norte Central



Fonte: TIEPOLO, et al. (2017)

Através do site do Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná é possível acessar um mapa onde verifica-se o potencial no local desejado, por meio dessa ferramenta foi possível verificar o potencial no local de instalação do sistema, obtendo um valor de 1774 kWh/m².ano, conforme figura 18.

Figura 18 - Irradiação Global Horizontal Apucarana



Fonte: Autor (2019)

A busca no mapa pode ser feita pelo campo na esquerda na parte superior da tela, as informações são mostradas na tabela a direita, ainda existem opções de gráficos diversos, que são selecionados na forma de exibição.

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Geração distribuída é caracterizada pela instalação de dispositivos de geração de energia elétrica de pequeno porte, sendo eles de energias renováveis ou não, como geradores fotovoltaicos, eólicos, ou geradores a diesel, entre outros.

A geração de energia distribuída traz benefícios como postergar, ou eliminar a necessidade de ampliação da infraestrutura em um determinado local, melhora nos níveis de tensão da rede nos horários de pico, redução no impacto ambiental e diversifica a matriz energética. Porém também aumenta a complexidade da rede, exigindo uma regulamentação e controle mais rígidos, dificuldade na cobrança da energia consumida e a necessidade de adequação da rede pelas concessionárias, quanto a proteção, controle e operação. (ANEEL, 2016)

2.5 REGULAMENTAÇÃO

2.5.1 *PRODIST*

Os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) são documentos elaborados pela ANEEL juntamente com outras entidades do setor com o objetivo de normatizar e definir um padrão acerca das atividades relacionadas ao setor de distribuição de energia elétrica, garantindo segurança, confiabilidade, eficiência e qualidade.

A regulamentação é aplicada em todos os sistemas até 230 kV, e a documentação é dividida em módulos, no total são onze módulos, sendo os módulos 3, 4 e 8 os mais importantes para o setor fotovoltaico, já que abordam os seguintes assuntos: Acesso ao Sistema de Distribuição, Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição e por fim Qualidade da Energia Elétrica, respectivamente.

2.5.2 *REN 482*

Com o crescimento da geração distribuída, principalmente por fonte fotovoltaica, a ANEEL criou a Resolução Normativa nº 482, em 17 de abril de 2012, afim de regulamentar o acesso de micro e mini geração distribuída no sistema de distribuição elétrica e as condições para o sistema de compensação para energia excedente.

Inicialmente definia micro geração sistemas com potência de até 100 kW e mini geração sistemas acima de 100 kW até 1 MW, e o sistema de compensação considerava que toda energia excedente que o consumidor injetava na rede era emprestada para a concessionária, porém o cliente tinha um prazo de 36 meses para utilizar esse excedente novamente, caso contrário ele perderia o direito sobre o que já foi injetado, o consumidor ainda deveria pagar pela taxa de disponibilidade conforme o sistema contratado, independentemente da quantidade injetada na rede.

2.5.3 *REN 687*

Em 24 de novembro de 2015 entra em vigor a Resolução Normativa nº 687, que atualiza a REN 482, que já estava ultrapassada perante os avanços tecnológicos e a demanda do mercado.

A partir desta resolução a micro geração passa a ser considerada até 75 kW e a mini geração acima de 75 kW até 5 MW, reduziu-se o processo burocrático de 84 para 32 dias, possibilitou a inclusão de empreendimentos com diversas unidades consumidoras possuírem um único sistema de geração e os créditos serem distribuídos entre eles, regulamentação de cooperativas e consórcios, possibilitando compensação para diferentes CPFs e CNPJs, e aumento no prazo de compensação de 36 meses, para 60 meses.

2.5.4 *NTC 905200*

Após a REN 482 entrar em vigor, a COPEL criou sua própria norma técnica em fevereiro de 2014 e foi revisada em outubro de 2018, com base na REN e no PRODIST, onde ela aborda os requisitos mínimos para conexão à rede de distribuição.

O envio de documentação é realizado por meio digital, e os procedimentos tem algumas diferenças, sendo categorizados da seguinte maneira: micro geração até 10 kW, micro geração superior a 10 kW e mini geração acima de 75 kW até 3 MW para fontes hídricas, e 5 MW para cogeração qualificada e fontes renováveis.

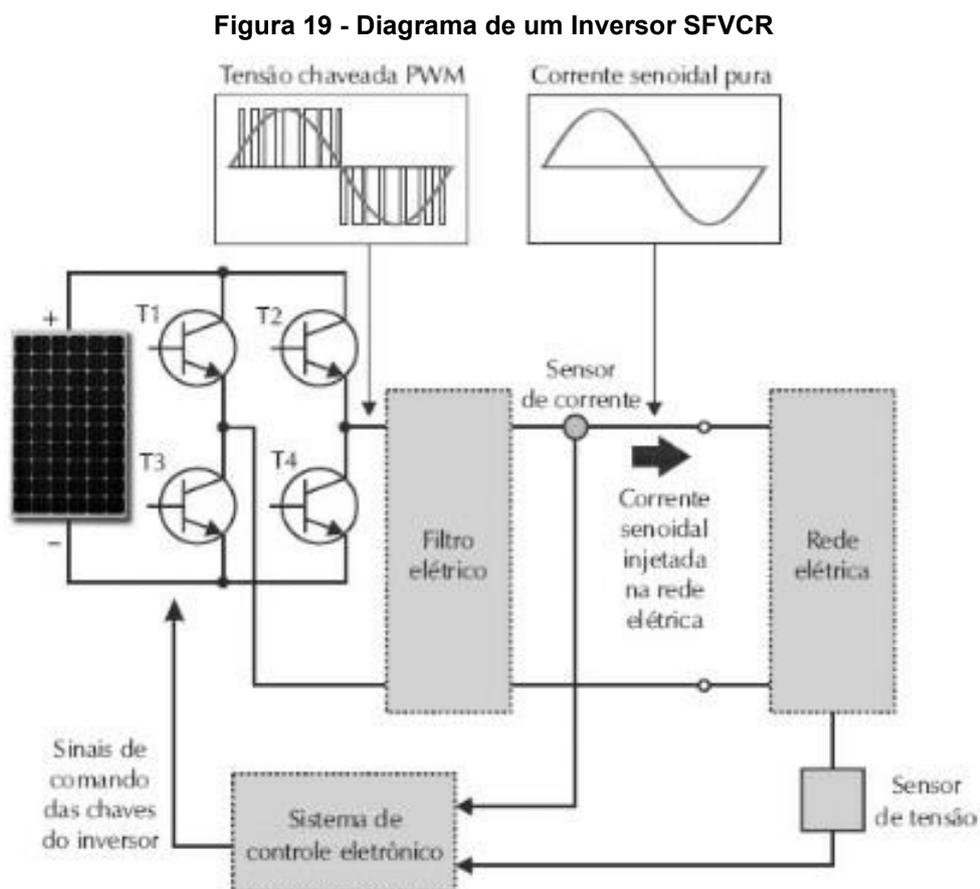
Afim de facilitar o entendimento a norma traz exemplos de diagramas unifilares de acordo com cada categoria e com detalhes mínimos do que a concessionária exige.

2.6 INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Os inversores são utilizados para transformar a energia em corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada possibilitando a utilização na rede elétrica comercial, tanto os utilizados em sistemas fotovoltaicos isolados (SFVI)

quanto os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) tem o mesmo princípio de funcionamento, a diferença é que os inversores para SFVCR tem sistemas que copiam os dados da rede a qual está conectado, garantindo o pareamento além dos sistemas de segurança que evitam “ilhamento”.

Na figura 19 é demonstrado um diagrama de blocos de um inversor fotovoltaico para sistemas conectados à rede.



Fonte: VILLALVA (2015)

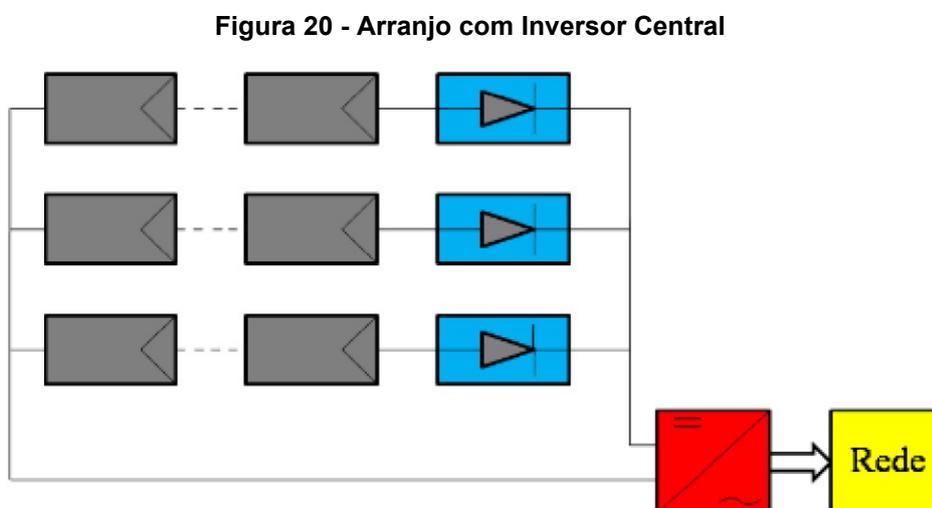
Na figura 19 é possível observar as etapas do processo de transformação da energia, desde a geração nos módulos até ser entregue a rede, os sensores que monitoram as informações da rede e o controle eletrônico responsável pelo MPPT para extrair o máximo dos módulos.

2.6.1 Inversor Central

Para Pinho e Galdino (2014, p. 236) “Inversores Centrais - inversores trifásicos de grande porte, com potência numa faixa que vai de centenas de kWp até MWp, utilizados em Usinas Fotovoltaicas (UFVs).”

Vários arranjos de módulos em série e paralelo são ligados a um único inversor que é responsável por converter a corrente contínua em alternada, esse tipo de inversor tem uma eficiência maior já que existem poucos estágios de conversão de energia, porém a associação de inúmeros módulos, que possuem características ligeiramente diferentes, a um mesmo inversor faz com que não seja aproveitado o máximo, além do fato de dependendo do projeto, todo o sistema de geração estar dependente deste único inversor, caso ocorra uma falha, ou seja necessário uma manutenção toda a geração é comprometida. (MARANGONI, 2012)

Na figura 20 é possível observar um exemplo de ligação utilizado em sistemas com inversor central.



Fonte: RAMPINELLI, KRENZINGER e ROMERO (2013)

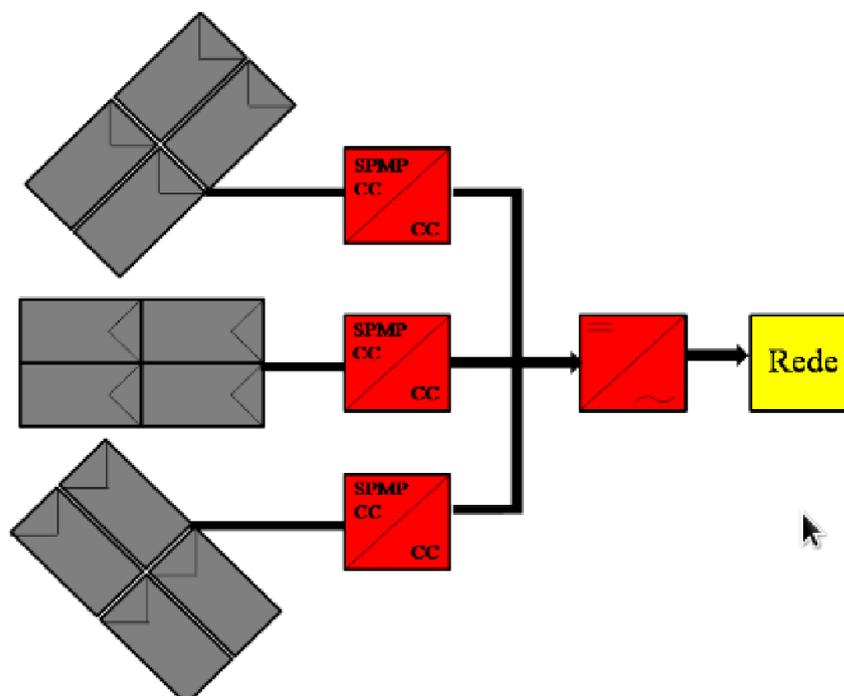
Note que todos os módulos são ligados diretamente ao inversor central.

2.6.2 Inversor Multistring

Neste modelo os módulos também são arranjados em diversas *strings*, porém cada uma conta com um conversor CC-CC que busca o MPPT de cada arranjo separadamente, os conversores têm sua saída ligada em série a um único inversor CC-CA, a vantagem desta topologia é ter uma única etapa de conversão CC-CA e que os conversores buscam o ponto de máxima potência de um número menor de módulos, porém este sistema requer na conexão em série interruptores, capacitores, diodos, indutores que suportam menor tensão comparada a conexão em paralelo, portanto exige que todos os equipamentos e componentes suportem a tensão do barramento CC. (MARAGONI, 2012)

Na figura 21 é possível observar um exemplo de ligação utilizado em sistemas com inversor *multistring*.

Figura 21 - Arranjo com Inversor *Multistring*



Fonte: RAMPINELLI, KRENZINGER e ROMERO (2013)

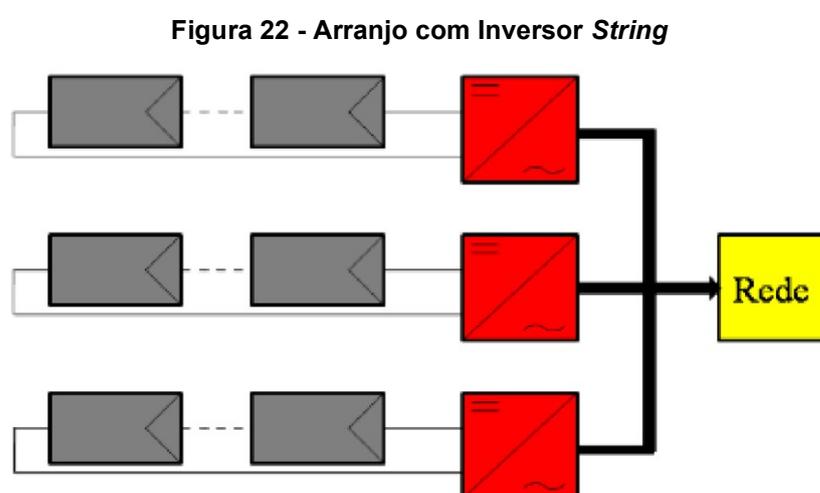
Neste caso possibilita inúmeras orientações para um mesmo inversor, visto que cada *string* é tratada separadamente.

2.6.3 Inversor String

É o mais utilizado em geração distribuída, os módulos podem ser ligados diretamente ao inversor, conversão de um estágio, configuração mais comum, mas também podem ser ligados a um conversor CC-CC caso o arranjo não atinja o nível de tensão necessário, conversão de dois estágios, esta última só é utilizada se for extremamente necessário já que aumenta as perdas do sistema. (MARAGONI, 2012)

Essa configuração reduz acoplamentos defeituosos, diminui as perdas ocasionadas por sombreamento e evita as perdas nos diodos de bloqueio. Essas vantagens implicam aumento da eficiência energética e da confiabilidade do sistema. A desvantagem é o aumento dos custos, uma vez que é necessário um maior número de inversores de menor potência. (RAMPINELLI, KRENZINGER e ROMERO. 2013, p. 31).

Na figura 22 é possível observar um exemplo de ligação utilizado em sistemas com inversor *string*.



Fonte: RAMPINELLI, KRENZINGER e ROMERO (2013)

É possível visualizar que segundo o diagrama cada *string* contém um inversor, tratando cada arranjo exclusivamente.

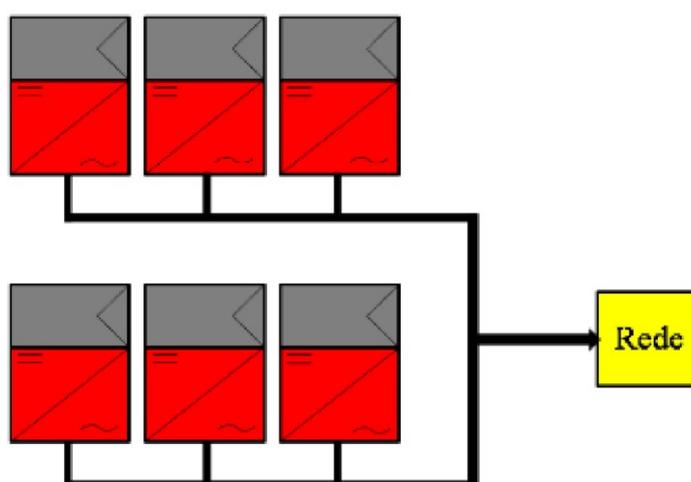
2.6.4 Micro Inversor

Por fim há a tecnologia do micro inversor, que pode ser integrado ao módulo, ou separado, essa ligação evita perdas por associação de módulos, já que cada

módulo tem seu próprio MPPT, os módulos com inversor foram utilizados principalmente na década de 90, atualmente não é tão difundido pois os custos de instalação na época eram altos e sua eficiência e confiabilidade eram baixas. Os micros inversores atuais podem ser conectados a mais de um módulo, dependendo do modelo e do fabricante, e consegue controlar cada módulo individualmente, além disso teve sua eficiência e confiabilidade melhorada, sua grande maioria tem protocolos de comunicação, sendo possível a utilização de sistemas de gerenciamento e controle, onde cada módulo também é independente, ou seja, se um módulo está com defeito, através do sistema o operador consegue visualizar qual é o módulo defeituoso. (RAMPINELLI, KREZNINGER e ROMERO, 2013)

Na figura 23 é possível observar um exemplo de ligação utilizado em sistemas com micro inversor ou inversor integrado.

Figura 23 - Arranjo com Inversor Integrado



Fonte: RAMPINELLI, KREZNINGER e ROMERO (2013)

O modelo apresentado no diagrama representa inversor por módulo, ou micro inversor para um único módulo, porém no mercado encontra-se opções para um número maior de módulos por micro inversor.

2.7 CONCLUSÃO TEÓRICA

Até esta seção foram abordados assuntos teóricos referentes a geração fotovoltaica, partindo do início com a demonstração da forma que acontece o efeito

físico responsável pela transformação da luz em eletricidade, e a sua aplicabilidade na estruturação das células e as modalidades de fabricação e finalmente o processo de montagem dos módulos.

Diante dos materiais disponíveis sobre o potencial de geração brasileiro e paranaense possibilita visualizar a capacidade de produção no país, o que favorece o desenvolvimento da tecnologia, incentivado pelas normas que regem o setor, que possibilita segurança, confiabilidade e qualidade no desenvolvimento de projetos fotovoltaicos.

Por fim o modo de funcionamento geral dos inversores, e o diagrama demonstrando os processos internos e os modelos de inversores com exemplos de ligações para cada um detalhando suas aplicações.

3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

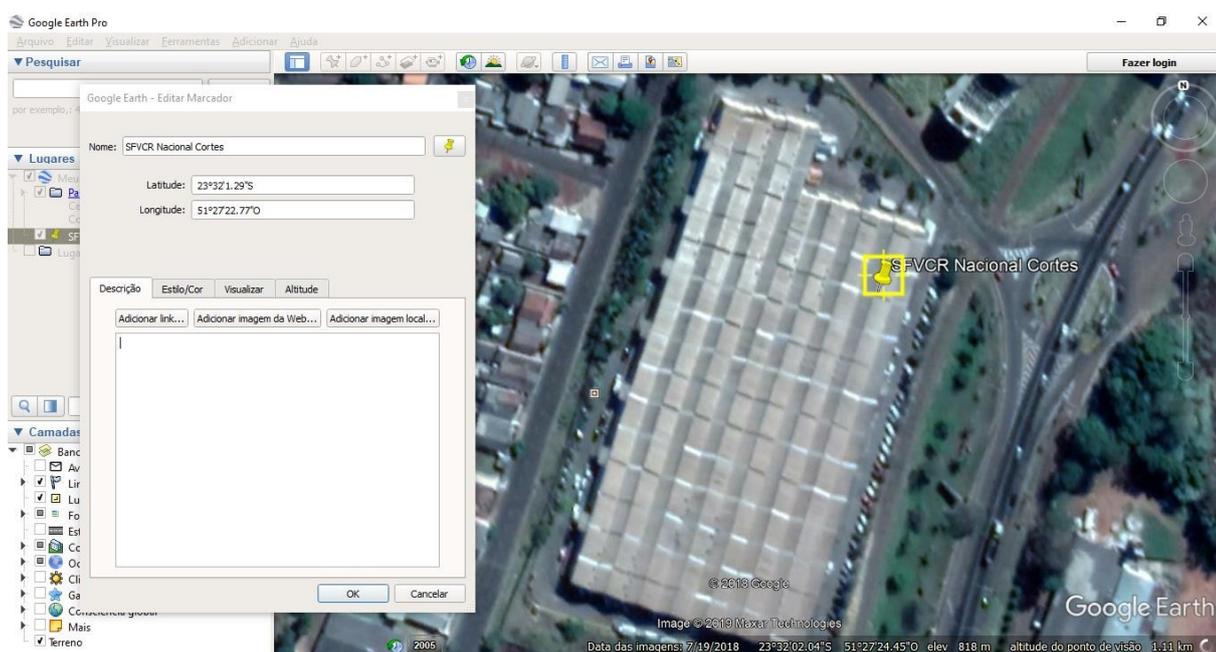
Neste capítulo será desenvolvido as etapas para dimensionar e projetar o sistema fotovoltaico, partindo do estudo da localização onde será instalado os módulos, obtendo dados sobre o consumo através da fatura de energia e colhendo as informações do Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná para alimentar o Radiasol, responsável por calcular as influências da inclinação do telhado e do desvio azimutal na geração.

Após recolher os dados será realizado um projeto para cada tipo de inversor, iniciando pelos módulos e com as informações do *datasheet* escolher o inversor que suporte os módulos e gere o necessário, será definido também o arranjo do painel fotovoltaico e por fim condutores e proteções.

Com os dois sistemas dimensionados será realizado o orçamento para cada e calculada a expectativa de geração para poder comparar os dois sistemas, com estes dados será calculado o *payback* de cada sistema, possibilitando a definição da melhor tecnologia para este caso.

3.1 LOCALIZAÇÃO

O local a ser instalado o sistema é o telhado de um condomínio industrial na cidade de Apucarana/PR, com o intuito de atender a uma das empresas do local, ilustrado da figura 24.

Figura 24 - Local de instalação do SFVCR

Fonte: Autor (2019)

O condomínio em si conta com uma área construída de aproximadamente 14.000 m², o telhado correspondente ao espaço da empresa tem área aproximada de 432 m² com latitude 23°32'1.29"S e longitude 51°27'22.77"O.

3.2 CRITÉRIOS PARA O DIMENSIONAMENTO

Para efetuar um dimensionamento mais assertivo, e afim de atender as expectativas do cliente é necessário levantar uma série de dados sobre o local da instalação e o perfil de consumo do cliente.

3.2.1 Consumo

O consumo é verificado pela conta de energia proveniente da COPEL, onde é possível visualizar o histórico no período de 12 meses e com estes dados realizar o cálculo da média mensal, neste caso o cliente optou por gerar energia o suficiente para suprir o consumo da empresa e de sua casa. Para esta aplicação, o cliente solicitou que não fosse considerado a taxa de disponibilidade, pois deseja instalar

mais aparelhos de ar condicionado na residência, além da aquisição de uma nova máquina para a empresa.

Na figura 25 é possível observar a fatura de energia da empresa.

Figura 25 - Fatura de energia empresarial

<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>APUCARANA - PR</p> <p>80492 01 044 535002</p> <p>CPF</p> </div>		Mês de referência <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; text-align: center;">Agosto/2019</div>	Unidade Consumidora <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; text-align: center;">VALOR A PAGAR</div>							
Responsabilidade da Manutenção de Ilumina Pública: Município 08006001428		Vencimento <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; text-align: center;">25/09/2019</div>	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; text-align: center;">R\$ 762,93</div>							
FAT-01-20198064237951-43										
Informações Técnicas										
Indust/Confec de Pecas do Vestuario, Exc Inti				N° Medidor: RG 0380451003 - TRIFASICO						
Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio Diário	Data de Emissão	Próxima Leitura Prevista			
15/07/2019 12857	14/08/2019 13719	30 dias 862 kWh TP	1	861 kWh TP	28,73 kWh TP	15/08/2019	13/09/2019			
Histórico de Consumo e Pagamento				Valores Faturados						
Mês	kWh	Dt.Pgto.	Valor	NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA N° 092.822.649 - SÉRIE B						
07/2019	882		694,92	Emitida em 15/08/2019						
06/2019	893	25/07/2019	696,31	Produto	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cál.	Aliq. ICMS
05/2019	907	25/06/2019	708,22	ENERGIA ELET CONSUMO PTA	kWh	14	1,509286	21,13	21,13	29,00%
04/2019	1001	19/07/2019	799,64	ENERGIA ELET CONSUMO F PTA	kWh	803	0,693985	557,27	557,27	29,00%
03/2019	850	25/04/2019	657,29	ENERGIA ELET CONSUMO INT	kWh	44	0,968864	42,63	42,63	29,00%
02/2019	904	25/03/2019	697,35	ENERGIA CONS. B.AMARELA	kWh			10,60	10,60	29,00%
01/2019	499	25/02/2019	405,50	ENERGIA CONS. B.VERMELHA	kWh			24,52	24,52	29,00%
12/2018	980	25/01/2019	775,69	ACRESCIMO MORATORIO				9,62		
11/2018	735	26/12/2018	632,40	JUROS CONTA ANTERIOR				12,83		
10/2018	818	26/11/2018	712,36	MULTA POR ATRASO NO PAGAMENTO				14,35		
09/2018	831	25/10/2018	702,37	CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				49,85		
08/2018	937	25/09/2018	780,90	TAXA VISITA TECNICA		1	20,13	20,13		

Fonte: Autor (2019)

Na figura 26 é possível visualizar a fatura de energia da residência.

Figura 26 - Fatura de energia residencial

<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>APUCARANA - PR - [REDACTED]</p> <p>80492 01 012 224600</p> <p>CPF [REDACTED]</p> </div>		Mês de referência <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; text-align: center;">Agosto/2019</div>	Unidade Consumidora <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; text-align: center;">[REDACTED]</div>				
Responsabilidade da Manutenção de Ilumina Pública: Município 08006001428		Vencimento <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; text-align: center;">25/09/2019</div>	VALOR A PAGAR <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; text-align: center;">R\$ 273,40</div>				
FAT-01-20198048985885-47							
Informações Técnicas							
Reside/Residencial		N° Medidor: MD 0372530742 - BIFASICO					
Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio Diário	Data de Apresentação	Próxima Leitura Prevista
10/07/2019 4922	12/08/2019 5221	33 dias 299 kWh	1	299 kWh	9,06 kWh	23/08/2019	11/09/2019
Histórico de Consumo e Pagamento				Valores Faturados			
Mês	kWh	Dt.Pgto.	Valor				
07/2019	292		256,34				
06/2019	323	25/07/2019	282,16				
05/2019	353	25/06/2019	308,67				
04/2019	344	27/05/2019	295,82				
03/2019	355	25/04/2019	309,70				
02/2019	472	25/03/2019	419,63				
01/2019	308	25/02/2019	276,42				
12/2018	299	25/01/2019	272,58				
11/2018	303	26/12/2018	290,15				
10/2018	282	26/11/2018	271,50				
09/2018	309	25/10/2018	288,46				
08/2018	270	25/09/2018	248,56				
NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA N° 092.486.970 - SÉRIE B							
Emitida em 14/08/2019							
Produto	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cál.	Aliq. ICMS	
ENERGIA ELETTRICA CONSUMO	kWh	299	0,783378	237,22	237,22	29,00%	
ENERGIA CONS. B.AMARELA	kWh			4,37	4,37	29,00%	
ENERGIA CONS. B.VERMELHA	kWh			6,65	6,65	29,00%	
CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				25,16			

Fonte: Autor (2019).

A partir da análise da fatura é possível observar qual o modelo de tarifação do cliente, neste caso trata-se de um consumidor do grupo B, sendo a residência bifásico convencional e a empresa trifásica optante pela tarifa branca atualmente, contudo para melhor aproveitamento da energia gerada terá que ser feito a alteração da forma de cobrança retornando a tarifa convencional, também é obtido os valores de consumo medido, disponíveis no quadro 1.

Quadro 1 - Consumo

Mês Referência	Consumo kWh		
	Empres a	Residência	Total
ago/19	861	299	1160
jul/19	882	292	1174
jun/19	893	323	1216
mai/19	907	353	1260
abr/19	1001	344	1345
mar/19	850	355	1205
fev/19	904	472	1376
jan/19	499	308	807
dez/18	980	299	1279
nov/18	735	303	1038
out/18	818	282	1100
set/18	831	309	1140
Média mensal	846,750	328,250	1175,000
Média diária	28,225	10,942	39,167

Fonte: Autor (2019)

A partir dos valores mensais é calculado a média diária e mensal do consumo de energia.

3.2.2 *Atlas Solar e RadiaSol*

O Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná possibilita obter os dados de irradiação no local de instalação do sistema fotovoltaico. Na figura 27 é possível visualizar as informações disponibilizadas pelo mapa interativo.

Figura 27 - Dados disponibilizados pelo atlas

+ Irradiação Global Horizontal	
Valores diários (kWh/m ² .dia)	
-	Janeiro 5.87
☰	Fevereiro 5.70
	Março 5.18
📅	Abril 4.53
🖱️	Maio 3.62
	Junho 3.35
	Julho 3.54
	Agosto 4.47
	Setembro 4.67
	Outubro 5.30
	Novembro 5.92
	Dezembro 6.23
	Primavera 5.30
	Verão 5.94
	Outono 4.44
	Inverno 3.79
	Anual 4.86
	Total Anual (kWh/m ² .ano)
	1774
Localização Geográfica	
Latitude	-23.533735381593868°
Longitude	-51.456262963931444°
Município	Apucarana
Mesorregião	NORTE CENTRAL PARANAENSE

Fonte: <http://atlassolarparana.com/map>

A partir dos dados coletados na consulta ao mapa interativo, é feita a inserção destes valores no programa Radiasol, figura 28, para que o programa obtenha dados atualizados para poder realizar os cálculos com maior precisão.

Figura 28 - Inserção dos dados no Radiasol

Banco de Dados

País: Estação:

Latitude: N/S: Longitude: E/W:

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
5,87	5,70	5,18	4,53	3,62	3,35	3,54	4,47	4,67	5,30	5,92	6,23

Fonte: Autor (2019)

Ainda no programa é possível alterar alguns parâmetros, como o índice de albedo e o modelo de radiação difusa, para este trabalho foi utilizado 0,2 para albedo e modelo Perez para radiação difusa, conforme observado na figura 29.

Figura 29 - Critérios para cálculos

Opções

Unidades de Radiação

Wh/m²

kJ/m²

Impressora

Monocromática

Colorida

Albedo do solo

Modelo Rad. Difusa

Isotrópico

Perez

Klucher

Hay e McKay

Fonte: Autor (2019)

Como o painel fotovoltaico ficará sobre o telhado já construído, é necessário informar o desvio azimutal, ou seja, se o telhado não está apontado para o norte tem-se que informar o ângulo deste desvio, tal informação pode ser obtida pelo *Google Earth Pro*, conforme as figuras 30 e 31.

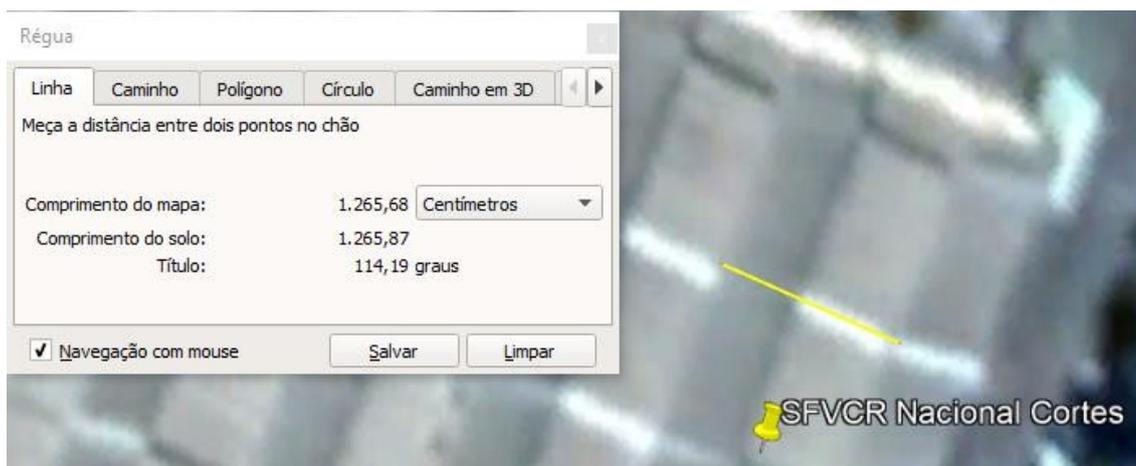
Figura 30 - Desvio azimutal *Google Earth Pro* face voltada para Oeste



Fonte: Autor (2019)

Outra forma de obter o desvio azimutal é com aplicativos para celular que simulam uma bússola e medir no local, porém a forma mais simples é pelo *Google*.

Figura 31 - Desvio azimutal *Google Earth Pro* face voltada para Leste



Fonte: Autor (2019)

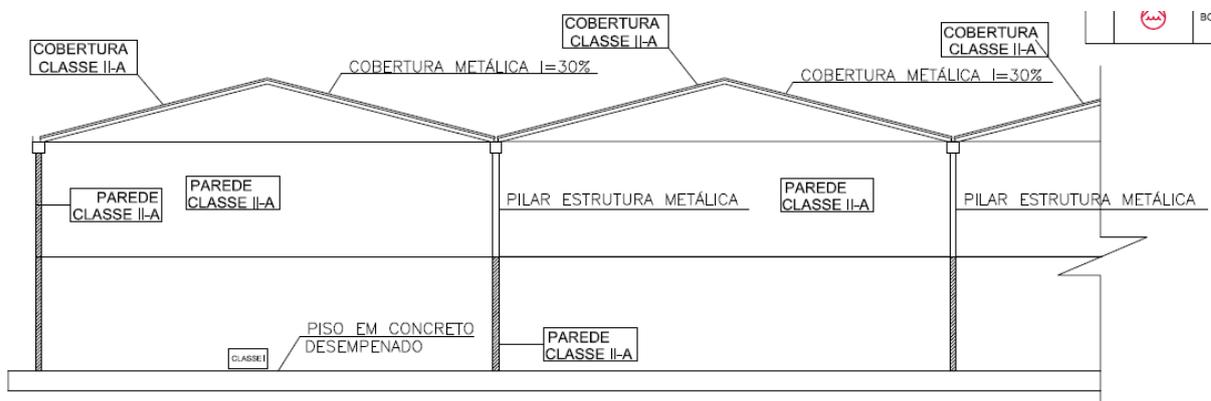
Sempre o menor desvio azimutal em relação ao norte será a melhor opção, no caso a face voltada para oeste, afim de comprovar essa afirmativa, será demonstrado por meio de simulações no programa.

Como o *Radiasol* aceita somente ângulos de -180° a 180° para desvio azimutal, o ângulo obtido para a face voltada para oeste será considerado -69° ao invés de 291° .

Finalizando os dados a serem fornecidos ao *Radiasol*, como a estrutura acompanhará a inclinação do telhado, a mesma deve ser informada ao programa também, conforme consta no projeto civil o telhado contém inclinação de 30%,

convertendo para graus, por meio do arco tangente da porcentagem decimal, resulta em 16° aproximadamente.

Figura 32 - Detalhe Inclinação da Cobertura



Fonte: Autor (2019)

Alimentando o Radiasol com as informações obtidas, os resultados do quadro 2 são gerados.

Quadro 2 - Valores de Irradiação Obtidos no Radiasol

Valores Diários de Irradiação com 16° de inclinação (kWh/m ² .dia)								
Mês Referência	AN	EV	AR	BR	AI	UN	MÉDIA ANUAL	
Face voltada Leste	,87	5,62	5,05	5,32	4,39	3,11		3
Face voltada Oeste	,83	5,69	5,24	5,66	4,75	3,52		3
Mês Referência	UL	GO	ET	UT	OV	EZ		D
Face voltada Leste	,28	3,15	4,53	4,21	5,87	5,24		6
Face voltada Oeste	,70	3,61	4,76	4,33	5,87	5,17		6

Fonte: Autor (2019)

Através dos dados do quadro 2 fica evidente a afirmativa que o menor desvio azimutal é a melhor opção para geração fotovoltaica.

3.3 DIMENSIONAMENTO PARA INVERSOR *MULTISTRING*

3.3.1 *Módulos*

A potência do painel fotovoltaico pode ser obtida através da equação 1:

$$P_{FV} = \frac{E}{H_{TOT} \cdot PR} \quad (1)$$

Equação 1 - Potência Painel Fotovoltaico

Onde:

P_{FV} : Potência do Painel Fotovoltaico.

E: Energia a ser gerada diariamente (kWh/dia).

H_{TOT} : Irradiação solar incidente no plano do painel fotovoltaico (kWh/m².dia).

P.R.: *Performance Ratio*.

A partir dos dados obtidos anteriormente tem-se como objetivo suprir o consumo médio diário de 39,167 kWh/dia, com o valor de energia diária a ser gerada e a irradiação solar incidente de 4,93 kWh/m².dia e por fim, por meio da equação 1, tem-se a potência do painel fotovoltaico de 9,931 kWp, considerando *Performance Ratio* de 0,8.

Neste caso serão utilizados módulos de 400 W, da fabricante Trina Solar, cujas especificações estão detalhadas no *datasheet* que se encontra no anexo A. Na figura 33 é possível visualizar as principais informações do módulo.

Figura 33 - Dados Elétricos STC Módulo 400 W

DADOS ELÉTRICOS (STC)

Potência máxima em watts- P_{MAX} (Wp)*	390	395	400	405	410
Tolerância de saída de energia- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Potência máxima de tensão- V_{MPP} (V)	40,0	40,1	40,3	40,5	40,7
Corrente máxima de potência- I_{MPP} (A)	9,75	9,86	9,92	10,00	10,07
Voltagem de circuito aberto- V_{OC} (V)	48,5	48,7	49,0	49,2	49,4
Corrente de curto-circuito- I_{SC} (A)	10,30	10,37	10,45	10,52	10,59
Eficiência do módulo η_m (%)	19,2	19,4	19,7	19,9	20,2

Condição de teste padrão (STC): irradiância 1000 W/m², temperatura celular de 25 °C, massa de ar AM1,5.

* Tolerância de medição: ± 3%.

Fonte: Adaptado de

<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto51989IdArquivo25719.pdf>

Afim de atender os 9,952 kWp serão necessários 25 módulos para atingir o valor desejado, porém por motivos de estética e para melhor arranjo elétrico, serão utilizados 26 módulos, obtendo uma potência de 10,4 kWp. Para poder dimensionar o inversor deve-se observar os valores de tensão máxima ($V_{m\acute{a}x}$), tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto circuito (I_{sc}).

3.3.2 Inversor

Para atender a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos foi escolhido um inversor da Fronius, modelo Symo Brasil 10.0-3 de 10 kW. Na figura 34 pode-se visualizar suas características.

Figura 34 - Dados Inversor Fronius

DADOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO BRASIL			
DADOS DE ENTRADA	10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	15.0-3 208/240
Potencia PV recomendada (kWp)	8.0 - 13.0	9.5 - 15.5	12.0 - 19.5
Max. corrente do conjunto curto-circuito (MPPT1/MPPT 2)	25.0 A / 16.5 A		50.0A
Faixa de voltagem MPP	300 - 500 V	300 - 500 V	350 - 800 V
Faixa de voltagem operando	200 - 600 V	200 - 600 V	350 - 1000 V
Max. tensão de entrada	600 V	600 V	1000 V
Tensão nominal de entrada	208	350 V	350 V
	220 / 240	370 V	370 V
Número de MPPT	2		1

Fonte: Adaptado de

<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto41443IdArquivo24123.pdf>

Informações detalhadas estão presentes no anexo B. Uma particularidade deste inversor é o sistema de MPPT, neste caso são dois buscadores de máxima potência, porém o primeiro tem limite de 25 A e o segundo tem limite de 16,5 A, portanto no caso deste projeto será necessário montar as *strings* com arranjos diferentes de módulos.

Outro ponto a ser observado é a faixa de atuação do MPPT, neste caso vai de 300V a 500V, ou seja, quanto mais próximo destes valores específicos o arranjo de módulos chegar, melhor será a eficiência, já que proporciona que o inversor trabalhe dentro da melhor faixa de valores para o qual ele foi projetado.

3.3.3 Painel Fotovoltaico

A partir das características observadas anteriormente, o melhor arranjo é constituir uma *string* para o MPPT1 com 2 fileiras em paralelo de 9 módulos em série cada, e outra *string* para o MPPT2 com 8 módulos em série apenas, totalizando os 26 módulos. Com este arranjo obtém-se os valores apresentados no quadro 3.

Quadro 3 - Características do Painel Fotovoltaico

Características Elétricas				
	Módulo	N	PPT1	PPT2
Tensão Circuito Aberto (V)	9	4	41	92
Tensão Máxima (V)	0,3	4	62,7	22,4
Corrente de Curto Circuito (A)	0,45	1	0,9	0,45

Fonte: Autor (2019).

Nota-se que todos valores atendem os limites especificados pelo fabricante do inversor, bem como estão próximos dos valores médios necessários para o melhor funcionamento do inversor.

As dimensões do módulo são de 1,004 m de largura por 2,024 m de comprimento, resultando numa área por módulo de 2,032 m², portanto o painel

fotovoltaico do MPPT1 terá uma dimensão de 4,048 m x 9,036 m com área de 36,577 m², já o painel para o MPPT2 terá dimensão de 4,048 m x 4,016 m com área de 16,256 m². Somando-se as áreas de cada painel, resulta em uma área total de 52,833 m² ocupada por módulos.

Como dito anteriormente, o telhado correspondente à empresa onde será instalado o gerador, tem aproximadamente 432 m², entretanto, devido à disposição do telhado será utilizado somente a face voltada para o oeste, ou seja, tem-se disponível 216 m² de telhado, mesmo com área reduzida é o suficiente para instalar o painel fotovoltaico com tranquilidade.

O diagrama elétrico e a disposição dos módulos no telhado se encontram no apêndice A e apêndice B respectivamente.

3.3.4 Condutores

3.3.4.1 Condutores CC

O cálculo da secção dos condutores pode ser feito de duas maneiras, pela potência do painel fotovoltaico ou pela corrente, ambas consideram o comprimento do cabo, a queda de tensão desejada e a tensão do arranjo.

É possível visualizar nos quadros 4 e 5 os dados e o condutor calculado, bem como a tabela de ampacidade, figura 35, fornecida pelo fabricante dos cabos.

Quadro 4 - Secção condutores CC MPPT1

Área da seção transversal dos condutores de CC (mm ²)	
$S_{cond} = \left(\frac{2I.P.0,0178}{V^2 \cdot \Delta V} \right) \cdot 100 = \left(\frac{2I.I.0,0178}{V \cdot \Delta V} \right) \cdot 100$	
2	Comprimento do condutor de CC (m)
07	
200	Potência total do Painel FV (Wp)
3	Tensão do barramento CC (V)
62,7	
3	Queda de tensão admitida (%)

,3	1	mm ²
0,9	2	Corrente total do circuito (A)
,4	1	mm ²

Fonte: Autor (2019).

Neste caso como cada MPPT suportam correntes e tensões diferentes é necessário realizar o cálculo individual, há modelos que ambos MPPTs possuem a mesma capacidade.

Quadro 5 - Secção condutores CC MPPT2

Área da seção transversal dos condutores de CC (mm ²)		
$S_{cond} = \left(\frac{2l.P.0,0178}{V^2.\Delta V} \right).100 = \left(\frac{2l.I.0,0178}{V.\Delta V} \right).100$		
0	2	Comprimento do condutor de CC (m)
200	3	Potência total do Painel FV (Wp)
22,4	3	Tensão do barramento CC (V)
	3	Queda de tensão admitida (%)
,7	0	mm ²
0,45	1	Corrente total do circuito (A)
,8	0	mm ²

Fonte: Autor (2019)

Figura 35 - Ampacidade cabos Nexans

ENERGYFLEX120

Seção nominal (mm ²)	Resistência elétrica máx DC à 90°C (Ω/km)	Resistência elétrica máx. DC à 120°C (Ω/km)	Capacidade de condução de corrente a temperatura máx. de operação de 120°C, sobre suporte ou estrutura (A)*		Queda de tensão unitária - Δ (V/A.km)	
			Instalação com um único cabo	Instalação de um único circuito DC (+ / -)	à 90°C	à 120°C
2.5	10.47	11.70	39	33	20.9	23.4
4	6.49	7.26	52	44	13.0	14.5
6	4.32	4.83	67	57	8.6	9.7
10	2.49	2.78	93	79	5.0	5.6
16	1.58	1.77	125	107	3.2	3.5
25	1.01	1.13	167	142	2.0	2.3
35	0.720	0.805	207	176	1.4	1.6
50	0.501	0.560	262	221	1.0	1.1
70	0.353	0.395	330	278	0.71	0.79
95	0.268	0.300	395	333	0.54	0.60
120	0.209	0.234	464	390	0.42	0.47
150	0.168	0.188	538	453	0.34	0.38
185	0.138	0.154	612	515	0.28	0.31
240	0.104	0.116	736	620	0.21	0.23

Fonte: Adaptado de https://www.nexans.com.br/eservice/Brazil-pt_BR/pdf-family_28886/Cabo_Energyflex_BR_Afitox_120_Cu_0_6_1_kV_.pdf

Como é possível observar, em ambos casos o condutor não ultrapassou a seção de 4 mm², que é padrão nos conectores do módulo, como neste caso no kit orçado já consta os cabos da fabricante Nexans de 6 mm², será adotado este condutor para conexão CC.

3.3.4.2 Condutores CA

Ao contrário do cálculo para CC, o inversor contém somente uma saída, portanto é necessário um cálculo somente, este por sua vez considera as características elétricas do inversor, como potência de saída, corrente de saída,

comprimento do cabo e queda de tensão desejada. No quadro 6 é possível verificar o as informações do inversor e o condutor calculado pela queda de tensão.

Quadro 6 - Secção condutores CA *Multistring*

Área da seção transversal dos condutores de CA (mm ²)	
$S_{cond} = \left(\frac{2I.P.0,0178}{V^2 \cdot \Delta V} \right) \cdot 100 = \left(\frac{2I.I.0,0178}{V \cdot \Delta V} \right) \cdot 100$	
5 1 0000	Comprimento do condutor de CA (m) Potência do inversor (W)
2 20	Tensão do barramento CA (V)
3	Queda de tensão admitida (%)
1 ,2	mm ²
2 9,7	Corrente total do circuito (A)
0 ,8	mm ²

Fonte: Autor (2019).

Na figura 36 é possível visualizar a tabela de capacidade de condução de corrente.

Figura 36 - Capacidade de Condução NBR 5410

Tabela 36 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: PVC

Temperatura no condutor: 70°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67

Fonte: NBR 5410 (2004).

De acordo com a NBR 5410, que mostra a tabela de capacidade de condução de corrente para condutores com isolação em PVC em eletroduto sobre a parede, método referência C, é necessário um condutor de 4 mm² para atender a corrente exigida.

3.3.5 Proteções

Com base nas características dos circuitos CC e CA é possível dimensionar a proteção externa, além da existente no interior do inversor, como fusível, chave seccionadora, DPS e disjuntor. Neste caso haverá duas *strings* como dito anteriormente, sendo cada uma composta conforme mostrado a seguir:

String (MPPT1):

- 2 Fusíveis de 25 A;
- DPS de 45kA;
- Chave Seccionadora Schneider C60NA DC.

String (MPPT2):

- 2 Fusíveis de 20 A;
- DPS de 45kA;
- Chave Seccionadora Schneider C60NA DC.

Para a proteção CA será utilizado:

- Disjuntor tripolar de 32 A;
- DPS de 45kA.

3.4 DIMENSIONAMENTO PARA MICRO INVERSOR

3.4.1 Módulos

Afim de manter um padrão será utilizado o mesmo módulo de 400 W da Trina Solar, as especificações principais deste módulo podem ser observadas na figura 34 e o *datasheet* encontra-se no anexo A.

Da mesma forma que fora dimensionado anteriormente, para atender os 9,931 kWp, serão necessários um total de 26 módulos, resultando num painel com 10,4 kWp. Para poder dimensionar o inversor deve-se observar os valores de tensão máxima ($V_{\text{máx}}$), tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto circuito (I_{sc}).

3.4.2 Inversor

Diante dos inversores disponíveis no mercado, o que melhor se aproxima do ideal para o projeto é o micro inversor YC600-BR, de 600 Wp, da APsystems, cujas características principais podem ser observadas na figura 37, as especificações estão detalhadas no *datasheet* que se encontra no anexo C.

Figura 37 - Dados Micro Inversor APsystems

YC600 Microinverter Datasheet			
Region	LATAM		
Model	YC600-NA		YC600-BR
Input Data (DC)			
Recommended PV Module Power (STC)	250Wp-440Wp+		
MPPT Voltage Range	22V-48V		
Operation Voltage Range	16V-55V		
Maximum Input Voltage	60V		
Maximum Input Current	12A x 2		
Maximum Input Short Circuit Current	13.2A		
Output Data (AC)			
Maximum Continuous Output Power	548VA		550VA
Peak Output Power	600VA		
Nominal Output Voltage/Range	240V/211V-264V		220V/176V-242V
Adjustable Output Voltage Range	160-278V		
Nominal Output Current	2.28A		2.5A
Nominal Output Frequency/Range	60Hz/59.3Hz-60.5Hz		60Hz/57.5Hz-62Hz
Maximum Units Per Branch	10 (20PV modules)		8 (16PV modules)
Adjustable Output Frequency Range	55.1-64.9Hz		
Power Factor(Adjustable)	0.8 leading...0.8 lagging		
Total Harmonic Distortion	<3%		
Maximum Output Overcurrent Protection	6.3A		

Fonte: Adaptado de https://latam.apsystems.com/wp-content/uploads/2019/08/4271622012_APsystems-Microinverter-YC600-for-LATAM-Datasheet_-Rev2.4_2019-6-25.pdf

Cada inversor suporta dois módulos de até 440 W cada, portanto para atender aos 26 módulos serão necessários 13 inversores. Como o inversor tem saída de 600 W, e os dois módulos que serão ligados a ele somam 800 W, pode ocorrer o fenômeno chamado ceifamento, que é quando a potência gerada pelo painel fotovoltaico ultrapassa a potência máxima do inversor, tal condição ocorre somente quando há uma alta irradiância sobre os módulos, por exemplo nas condições STC, portanto o *Performance Ratio* para este projeto será de 0,78, afim de considerar essa possível perda de energia.

3.4.3 Painel Fotovoltaico

Partindo dos pontos observados anteriormente, o painel fotovoltaico será constituído por 26 módulos, sendo que cada módulo tem uma dimensão de 1,004 m x 2,024 m, resultando numa área de 2,032 m².

Ao contrário do inversor anterior, para o micro inversor não é necessário criar *strings*, já que a energia gerada é transmitida em corrente alternada, porém deve-se atentar a especificação do fabricante quanto ao número máximo de inversores que podem ser ligados a um mesmo cabo CA, no caso deste são apenas 8 micros inversores por cabo.

O painel fotovoltaico será composto de duas fileiras com 13 módulos cada, na posição retrato, com dimensão de 4,048 m x 13,052 m, resultando numa área de 52,83 m².

A disposição dos módulos no telhado e o diagrama elétrico se encontram no apêndice B e apêndice C respectivamente.

3.4.4 Condutores

3.4.4.1 Condutores CC

Devido a configuração de instalação do micro inversor não é necessário calcular a secção dos condutores CC, visto que o próprio condutor que vem no módulo é o suficiente para conecta-lo ao inversor.

3.4.4.2 Condutores CA

Devido a característica deste micro inversor, que aceita somente 8 inversores por ramo, foi dividido em três circuitos para balancear a distribuição dos 13 inversores, dois contendo 4 micros inversores e o terceiro contendo 5 micros inversores.

No quadro 7 demonstra-se os valores para cálculo de secção pelo método de queda de tensão, o valor obtido pela ampacidade pode ser visualizado na figura 35 para o cabo de 6 mm² da *Nexans*.

Quadro 7 - Secção condutores CA Micro Inversor

Área da seção transversal dos condutores de CA (mm ²)	
$S_{cond} = \left(\frac{2 \cdot l \cdot P \cdot 0,0178}{V^2 \cdot \Delta V} \right) \cdot 100 = \left(\frac{2 \cdot l \cdot I \cdot 0,0178}{V \cdot \Delta V} \right) \cdot 100$	
2	
5	Comprimento do condutor de CA (m)
4	Potência do
800	inversor (W)
2	Tensão do barramento CA
20	(V)
	Queda de tensão admitida
3	(%)
2	m
,9	m ²
2	
0	Corrente total do circuito (A)
2	m
,7	m ²

Fonte: Autor (2019).

O dimensionamento foi feito considerando a associação de 8 inversores, caso futuramente necessite expandir o sistema, a instalação já suporta a potência a ser adicionada, aplicando os dados para o restante da instalação, considerando assim um padrão utilizando fios de 6 mm² de secção.

3.4.5 Proteções

A parte de proteção CC não se faz necessário, visto que cada módulo vai ligado diretamente ao micro inversor que contém os dispositivos de segurança e devido ao nível de corrente e tensão não oferece risco a segurança.

Para a proteção CA será utilizado:

- Disjuntor tripolar de 32 A
- DPS de 45kA

3.5 ORÇAMENTO

3.5.1 *Inversor Multistring*

Para o sistema proposto com a utilização de inversor *multistring* o custo pode ser visualizado na figura 38.

Figura 38 - Custo Sistema Gerador Fotovoltaico

Código: 53786-5

**GERADOR DE ENERGIA FRONIUS ONDULADA ALDO
SOLAR (53786-5)**

GEF 10,4KWP TRINA MONO PERC HALF CELL 400W SYMOBR 10KW
2MPPT TRIF 220V

R\$ 43.759,00

Fonte: <https://www.aldo.com.br/loja/produto/53786-5/gerador-de-energia-fronius-ondulada-aldo-solar-gef-104kwp-trina-mono-perc-half-cell-400w-symobr-10kw-2mppt-trif-220v>

Para este projeto será considerado um custo de 25 mil reais para instalação, projeto e demais serviços burocráticos, totalizando o valor de R\$ 68.759,00.

O sistema é composto pelos componentes da figura 39.

Figura 39 - Composição Gerador Fotovoltaico

O gerador de energia fotovoltaico de 10,4 kWp é composto por:

8 STAUBLI CONECTOR MC4 320016P0001-UR PV-KBT4/6II-UR ACOPLADOR FEMEA
8 STAUBLI CONECTOR MC4 32.0017P0001-UR PV-KST4/6II-UR ACOPLADOR MACHO
7 ESTRUTURA ROMAGNOLE 411111 RS-225 4 PAINEIS FIXADOR Z TELHA ONDULADA
1 INVERSOR SOLAR FRONIUS 4210050850 SYMO BRASIL 10KW TRIFASICO 220V 2 MPPT MONITORAMENTO
1 STRING BOX PROAUTO DEHN 20389 5B-2E/4E-25-1000DC QUADRO 4 ENTRADAS/2 SAIDA 4STR 1000V
100 CABO SOLAR NEXANS 59056 ENERGYFLEX AFITOX 0,6/1KV 1500V DC PRETO
100 CABO SOLAR NEXANS 40553 ENERGYFLEX AFITOX 0,6/1KV 1500V DC VERMELHO
26 PAINEL SOLAR TRINASOLAR TSM-DE15MII-400W TALLMAX 144 CEL. MONO PERC HALF CELL 19,7% EFICIENCIA
7 ESTRUTURA ROMAGNOLE 411716 RS-228 PERFIL DE ALUMÍNIO PAR 4,20 M P/ 4 PAINEIS

Fonte: <https://www.aldo.com.br/loja/produto/53786-5/gerador-de-energia-fronius-ondulada-aldo-solar-gef-104kwp-trina-mono-perc-half-cell-400w-symobr-10kw-2mppt-trif-220v>

3.5.2 *Micro inversor*

No quadro 8 é possível verificar os componentes e valores do sistema gerador.

Quadro 8 - Componentes e Custos do Gerador Fotovoltaico

Produto	Quantidade	Valor Unitário	Total por Produto
Micro Inversor APsystems YC-600 BR	13	R\$ 1.800,00	R\$ 23.400,00
Módulo Trina Solar 400W	26	R\$ 999,00	R\$ 25.974,00
Estrutura	1	R\$ 2.700,00	R\$ 2.700,00
Par Conector MC4	8	R\$ 15,00	R\$ 120,00
Cabeamento	120	R\$ 5,90	R\$ 708,00
Mão de Obra, Projetos e etc	1	R\$ 25.000,00	R\$ 25.000,00
Total			R\$ 77.902,00

Fonte: Autor (2019).

3.6 EXPECTATIVA DE GERAÇÃO

Após finalizar o projeto do sistema é possível gerar dados com base na irradiação solar que se aproximam do que o sistema irá gerar enquanto estiver operando futuramente, tais dados podem ser utilizados para constatar a performance do sistema quando for possível recolher sua geração real.

Como ao projetar o sistema o cliente solicitou que não fosse descontado a taxa de disponibilidade para ambos os locais, devido a previsão de aumento de consumo em curto prazo, porém para fins comparativos será calculado a economia na conta das duas formas, considerando a taxa e desconsiderando a taxa.

3.6.1 *Sistema com Inversor Multistring*

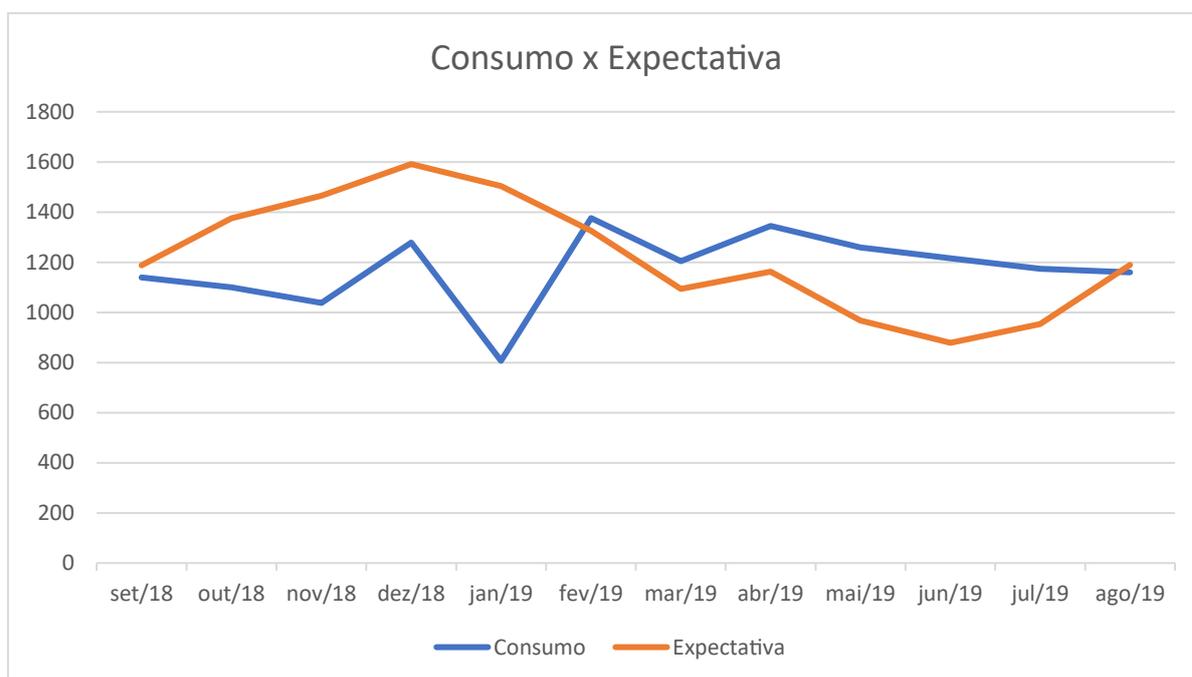
Para o sistema com inversor *multistring* com base no consumo médio já visto anteriormente, juntamente com a irradiação obtida no Radiasol foi projetado a geração apresentada no quadro 9, considerando P.R. 0,8.

Quadro 9 - Consumo x Expectativa Multistring

Mês Referência	Consumo kWh			Expectativa de Geração (kWh)
	Emp resa	Resi dência	Total	
ago/19	861	299	1160	1.189,01
jul/19	882	292	1174	954,30
jun/19	893	323	1216	878,59
mai/19	907	353	1260	967,20
abr/19	100 1	344	1345	1.163,14
mar/19	850	355	1205	1.093,58
fev/19	904	472	1376	1.325,54
jan/19	499	308	807	1.503,67
dez/18	980	299	1279	1.591,37
nov/18	735	303	1038	1.465,15
out/18	818	282	1100	1.374,71
set/18	831	309	1140	1.188,10
Média mensal	846, 750	328, 250	1175,000	1224,531
Média diária	28,2 25	10,9 42	39,167	40,818

Fonte: Autor (2019).

A partir do quadro foi gerado o gráfico 1, sendo este um recurso de demonstração visual mais perceptível que a anterior.

Gráfico 1 - Consumo x Expectativa Inversor *Multistring*

Fonte: Autor (2019).

Considerando o valor tarifário de R\$0,79878, tarifa vigente para o Grupo B, projeta-se uma economia anual na média de R\$11.737,50 sem taxa de disponibilidade, e uma economia média anual de R\$ 10.299,76 considerando o custo da taxa de disponibilidade.

3.6.2 Sistema com Micro Inversor

Da mesma forma que foi obtido a expectativa de geração do inversor *multistring* será obtido para o micro inversor, porém devido a sua limitação na potência de saída perante a geração do painel fotovoltaico, será considerado esta possível perda através do *performance ratio*.

É possível observar no quadro 10 o consumo e a expectativa de geração, considerando P.R. 0,78.

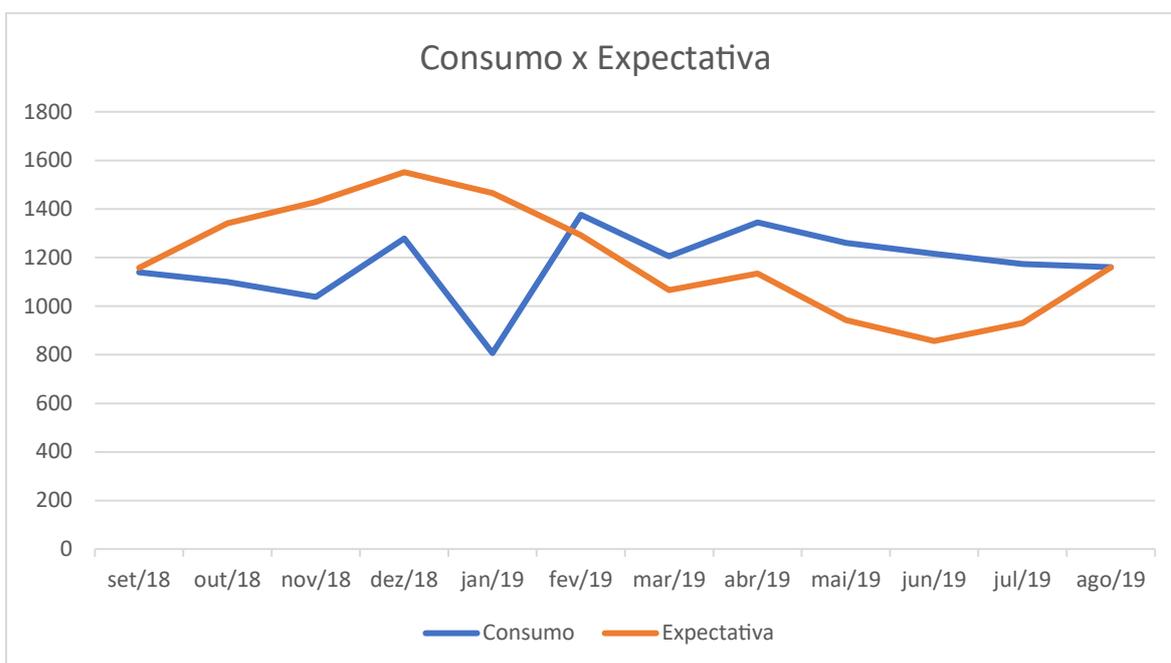
Quadro 10 - Consumo x Expectativa Micro Inversor

Mês Referência	Consumo kWh			Expectativa de Geração (kWh)
	Empresa	Residência	Total	
ago/19	861	299	1160	1.159,29

jul/19	882	292	1174	930,45
jun/19	893	323	1216	856,63
mai/19	907	353	1260	943,02
abr/19	1001	344	1345	1.134,06
mar/19	850	355	1205	1.066,24
fev/19	904	472	1376	1.292,40
jan/19	499	308	807	1.466,08
dez/18	980	299	1279	1.551,58
nov/18	735	303	1038	1.428,52
out/18	818	282	1100	1.340,35
set/18	831	309	1140	1.158,39
Média mensal	846,750	328,250	1175,000	1193,917
Média diária	28,225	10,942	39,167	39,797

Fonte: Autor (2019).

A partir do quadro foi criado o gráfico 2, possibilitando melhor visualização dos dados.

Gráfico 2 - Consumo x Expectativa Micro Inversor

Fonte: Autor (2019).

Considerando o valor tarifário de R\$0,79878, tarifa vigente para o Grupo B, projeta-se uma economia anual na média de R\$11.444,13 sem taxa de disponibilidade, e uma economia média anual de R\$ 10.006,32 considerando o custo da taxa de disponibilidade.

3.6.3 Comparação Inversor Multistring e Micro Inversor

Com base na geração de cada inversor obtemos as informações do quadro 11.

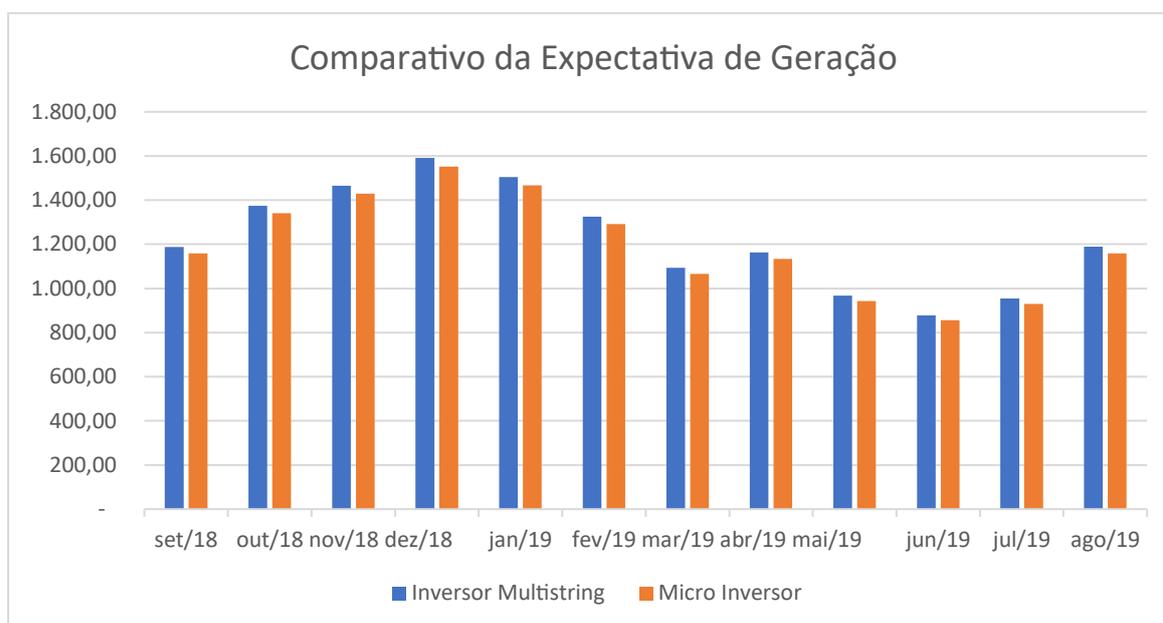
Quadro 11 - Comparação da Expectativa de Geração

Mês Referência	Expectativa de Geração (kWh)		
	Inversor Multistring	Micro Inversor	Diferença
ago/19	1.189,01	1.159,29	29,73
jul/19	954,30	930,45	23,86
jun/19	878,59	856,63	21,96
mai/19	967,20	943,02	24,18
abr/19	1.163,14	1.134,06	29,08
mar/19	1.093,58	1.066,24	27,34
fev/19	1.325,54	1.292,40	33,14
jan/19	1.503,67	1.466,08	37,59
dez/18	1.591,37	1.551,58	39,78
nov/18	1.465,15	1.428,52	36,63
out/18	1.374,71	1.340,35	34,37
set/18	1.188,10	1.158,39	29,70

Fonte: Autor (2019).

Processando estes dados foi possível gerar o gráfico 3, possibilitando melhor visualização.

Gráfico 3 - Comparativo da Expectativa de Geração



Fonte: Autor (2019).

Analisando a expectativa de ambos inversores pode-se notar que há uma diferença na geração na ordem de 30 kWh/mês a favor do inversor *multistring*, um fator limitante é a potência de saída do micro inversor, não possibilitando que o mesmo aproveitasse ao máximo a energia gerada pelos módulos devido ao ceifamento.

3.7 ANÁLISE FINANCEIRA

3.7.1 *Payback*

O modelo de análise será o *payback* descontado, com valor presente líquido e taxa de retorno interno, nesta modalidade de análise considera-se o tempo necessário para os benefícios do investimento, economia na fatura de energia, se igualarem ao montante investido. O valor presente líquido é a diferença do valor presente em relação ao custo atual do projeto, ou seja, se esse valor for positivo, após um período de tempo haverá lucro no projeto. A taxa de retorno interno basicamente é a taxa que faz com que o VPL seja zero, ou seja, avalia o percentual de retorno do projeto.

Considerando um reajuste anual na tarifa de energia de 6,87%, valor calculado com base nas alterações tarifárias dos últimos 10 anos, conforme pode ser observado na tabela 1.

Tabela 1 - Reajustes Tarifários COPEL

Portaria / Resolução	Vigência	Varição Percentual
<u>Resolução 2559/2019</u>	24/06/2019	- Reajuste médio aplicado de 3,41%
<u>Resolução 2402/2018</u>	24/06/2018	- Reajuste médio aplicado de 15,99%
<u>Resolução 2255/2017</u>	24/06/2017	- Reajuste médio aplicado de 5,85%
<u>Resolução 2214/2017</u>	01/05/2017	- Reversão da previsão do EER de Angra III de -1,17%
<u>Resolução 2096/2016</u>	24/06/2016	- Reajuste médio aplicado de -12,87%
<u>Resolução 1897/2015</u>	24/06/2015	- Reajuste médio aplicado de 15,32%
<u>Resolução 1858/2015</u>	02/03/2015	- Reajuste médio aplicado de 36,79%
<u>Resolução 1763/2014</u>	24/06/2014	- Reajuste médio aplicado de 24,86%
<u>Resolução 1565/2013</u>	24/06/2013	- Reajuste médio aplicado de 9,55%
<u>Resolução 1431/2013</u>	24/01/2013	- Reajuste médio aplicado de -19,28%
<u>Resolução 1296/2012</u>	24/06/2012	- Reajuste médio aplicado de -0,65%
<u>Resolução 1158/2011</u>	24/06/2011	- Reajuste médio aplicado de 2,99%
<u>Resolução 1015/2010</u>	24/06/2010	- Reajuste médio aplicado de 2,46%
<u>Resolução 839/2009</u>	23/06/2009	- Reajuste médio aplicado de 12,98% para consumidores inadimplentes e de 5,00% para consumidores adimplentes

Fonte: Adaptado de

<https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a103257100064b22e%2F04afb43850ca33c503257488005939b7>

Neste estudo será desconsiderado a depreciação do equipamento afim de simplificar os cálculos.

3.7.1.1 Inversor *multistring*

Conforme pode ser observado no quadro 12 o tempo de retorno desconsiderando a taxa de disponibilidade acontece entre o 6º e o 7º ano.

Quadro 12 - Payback Inversor Multistring sem Taxa de Disponibilidade

Período	Ano	Fluxo de Caixa (CF)	Valor Presente (VP)	Saldo
0	2019	-R\$ 70.000,00	-R\$ 68.759,00	
1	2020	R\$ 11.737,50	R\$ 10.969,63	-R\$ 57.789,37
2	2021	R\$ 12.543,87	R\$ 10.956,30	-R\$ 46.833,08
3	2022	R\$ 13.405,63	R\$ 10.942,99	-R\$ 35.890,09
4	2023	R\$ 14.326,60	R\$ 10.929,69	-R\$ 24.960,40
5	2024	R\$ 15.310,83	R\$ 10.916,41	-R\$ 14.043,98
6	2025	R\$ 16.362,69	R\$ 10.903,15	-R\$ 3.140,83
7	2026	R\$ 17.486,80	R\$ 10.889,90	R\$ 7.749,07
		Taxa de Retorno	7,00%	
		Alteração Tarifária	6,87%	
		Custo	R\$ 68.759,00	
		VPL	R\$ 7.749,07	
		TIR	9,44%	

Fonte: Autor (2019).

Já no quadro 13 pode ser visto os resultados considerando a taxa de disponibilidade, e o retorno acontece entre o 7º e o 8º ano.

Quadro 13 - Payback Inversor Multistring com Taxa de Disponibilidade

Período	Ano	Fluxo de Caixa (CF)	Valor Presente (VP)	Saldo
0	2019	-R\$ 70.000,00	-R\$ 68.759,00	
1	2020	R\$ 10.299,76	R\$ 9.625,94	-R\$ 59.133,06
2	2021	R\$ 11.007,35	R\$ 9.614,25	-R\$ 49.518,81
3	2022	R\$ 11.763,56	R\$ 9.602,57	-R\$ 39.916,24
4	2023	R\$ 12.571,72	R\$ 9.590,90	-R\$ 30.325,34
5	2024	R\$ 13.435,39	R\$ 9.579,25	-R\$ 20.746,09
6	2025	R\$ 14.358,40	R\$ 9.567,61	-R\$ 11.178,48
7	2026	R\$ 15.344,83	R\$ 9.555,99	-R\$ 1.622,49
8	2027	R\$ 16.399,02	R\$ 9.544,38	R\$ 7.921,88
		Taxa de Retorno	7,00%	
		Alteração Tarifária	6,87%	
		Custo	R\$ 68.759,00	
		VPL	R\$ 7.921,88	
		TIR	9,22%	

Fonte: Autor (2019).

Vale lembrar que esta diferença ocorre por se ter um mesmo sistema, mas com diferença de valores no retorno mensal, como pode ser observado na

porcentagem da taxa de retorno interno, que é de 9,44% desconsiderando a disponibilidade, e de 9,22% considerando-a.

3.7.1.2 Micro inversor

Conforme pode ser observado no quadro 14 o tempo de retorno desconsiderando a taxa de disponibilidade acontece entre o 7º e 8º ano.

Quadro 14 - Payback Micro Inversor sem Taxa de Disponibilidade

Período	Ano	Fluxo de Caixa (CF)	Valor Presente (VP)	Saldo
0	2019	-R\$ 80.000,00	-R\$ 77.902,00	
1	2020	R\$ 11.444,13	R\$ 10.695,45	-R\$ 67.206,55
2	2021	R\$ 12.230,34	R\$ 10.682,45	-R\$ 56.524,10
3	2022	R\$ 13.070,57	R\$ 10.669,48	-R\$ 45.854,62
4	2023	R\$ 13.968,51	R\$ 10.656,51	-R\$ 35.198,11
5	2024	R\$ 14.928,15	R\$ 10.643,57	-R\$ 24.554,54
6	2025	R\$ 15.953,72	R\$ 10.630,63	-R\$ 13.923,91
7	2026	R\$ 17.049,74	R\$ 10.617,72	-R\$ 3.306,19
8	2027	R\$ 18.221,05	R\$ 10.604,82	R\$ 7.298,63
		Taxa de Retorno	7,00%	
		Alteração Tarifária	6,87%	
		Custo	R\$ 77.902,00	
		VPL	R\$ 7.298,63	
		TIR	8,52%	

Fonte: Autor (2019).

Já no quadro 15, considerando a taxa de disponibilidade o retorno acontece entre o 8º e o 9º ano.

Quadro 15 - Payback Micro Inversor com Taxa de Disponibilidade

Período	Ano	Fluxo de Caixa (CF)	Valor Presente (VP)	Saldo
0	2019	-R\$ 80.000,00	-R\$ 77.902,00	
1	2020	R\$ 10.006,32	R\$ 9.351,70	-R\$ 68.550,30
2	2021	R\$ 10.693,75	R\$ 9.340,34	-R\$ 59.209,96
3	2022	R\$ 11.428,42	R\$ 9.328,99	-R\$ 49.880,97
4	2023	R\$ 12.213,55	R\$ 9.317,66	-R\$ 40.563,31
5	2024	R\$ 13.052,62	R\$ 9.306,34	-R\$ 31.256,98
6	2025	R\$ 13.949,33	R\$ 9.295,03	-R\$ 21.961,95
7	2026	R\$ 14.907,65	R\$ 9.283,74	-R\$ 12.678,21
8	2027	R\$ 15.931,81	R\$ 9.272,46	-R\$ 3.405,75
9	2028	R\$ 17.026,32	R\$ 9.261,19	R\$ 5.855,44
		Taxa de Retorno	7,00%	

Alteração Tarifária		6,87%
Custo	R\$	77.902,00
VPL		R\$ 5.855,44
TIR		7,99%

Fonte: Autor (2019).

Assim como acontece com o micro inversor, ocorre esta diferença devido a taxa de disponibilidade ser descontada do retorno, visto que é uma despesa fixa mensal.

3.8 CONCLUSÃO DIMENSIONAMENTO

Apesar da diferença na tecnologia dos inversores foi possível utilizar o mesmo módulo em ambos os casos, salvo a correção realizada no P.R. devido ao ceifamento, resultando uma perda de energia no micro inversor.

Através da comparação da taxa de retorno interno pode-se observar dois pontos principais, primeiro, que para este caso o sistema *multistring* se torna mais vantajoso, pois com o TIR mais alto o retorno do investimento é mais rápido, segundo ponto, a importância de considerar a taxa de disponibilidade no cálculo do sistema, neste caso em específico o cliente planeja aumentar o consumo recentemente, o qual a taxa de disponibilidade é o suficiente para supri-lo, caso não houvesse esta intenção, ou acontecesse em longo prazo é evidente o impacto no tempo de retorno, ocasionando um ano de atraso para o pagamento do sistema, além da geração de energia em excesso que pode ser perdida se não for utilizada dentro do prazo legal.

Outra influência da taxa de disponibilidade é no tamanho do sistema, neste caso 150 kWh/mês significa uma redução para um sistema de 8,661 kWp, impactando diretamente no custo do investimento.

4 CONCLUSÃO

Diante das alterações climáticas e do avanço tecnológico mundial a matriz energética deve ser diversificada, principalmente promovendo a sustentabilidade, portanto a utilização de fontes renováveis é uma tendência real, no Brasil em particular, apesar de ter uma matriz considerada renovável, as hidrelétricas já não suportam a demanda nacional, conseqüentemente as térmicas constantemente são acionadas para atender o país.

Estudos como os atlas solares, demonstram o potencial fotovoltaico do país, devido sua extensão territorial e a incidência solar sobre a superfície, principalmente no Nordeste, com a popularização deste modelo de geração, seja centralizada em usinas, ou distribuída nos consumidores, os benefícios serão além da diversificação da matriz, atingindo os níveis econômicos, sociais e ambientais.

A geração distribuída vem se difundindo cada vez mais, visto que as alterações tarifárias têm causado grande impacto no valor da energia, fora as adições de bandeiras tarifárias, aliado com o avanço tecnológico e a redução do preço nos equipamentos, diminuindo o tempo de retorno do investimento.

O presente trabalho buscou demonstrar dentre as tecnologias mais conhecidas qual seria a mais viável economicamente aplicada a um consumidor real, baseado no histórico de consumo do cliente, e calculando a expectativa de geração com base nos dados do Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná para ambas tecnologias testadas.

Com base nos dados apresentados o sistema com Inversor *Multistring* prova ser mais atrativo que o Micro Inversor, devido sua maior difusão mundial tem custo menor e é mais comum entre empresas instaladoras, embora o Micro Inversor contenha tecnologias diferentes, alguns fabricantes garantem 25% a mais de geração comparado a outras tecnologias, seu alto custo no Brasil ainda prejudica a utilização do equipamento, tal afirmação comprova-se ao observar o TIR de cada sistema, sendo o *multistring* com 9,44% e o micro inversor 8,52%, o que resulta numa diferença de aproximadamente um ano no tempo de retorno

Para o sistema com Inversor *Multistring* proposto o tempo de retorno do investimento se mostra dentro do praticado no mercado atualmente, entre 6 e 7

anos. Já para o Micro Inversor o tempo aumenta para 7 a 8 anos, confirmando a maior viabilidade do primeiro.

Além da economia gerada a utilização de energias renováveis possibilita maior visibilidade para empresas, visto que muitos consumidores já buscam empresas sustentáveis, contribui também para obtenção de selos como ISO por exemplo, agregando valor a empresa.

Proposta para trabalhos futuros:

- Comparação experimental entre as tecnologias;
- Estudo e criação de um modelo de viabilidade relacionando o valor dos sistemas com base na potência;
- Comparação com sistemas com otimizador.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos ANEEL**, Brasília, n. 2, p. 34, MAIO 2016.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, 01 jun. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/pt/prodist>

CABRAL, Isabelle de Souza; TORRES, Adriana Cazelgrandi; SENNA, Pedro Rocha. ENERGIA SOLAR – ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE BRASIL E ALEMANHA. **IV Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental**, Salvador/BA, 25 nov. 2013. Disponível em: <https://www.ibeas.org.br/congresso/Trabalhos2013/X-009.pdf>. Acesso em: 1 ago. 2019.

MAGARREIRO, C.; FREITAS, S.; BRITO, C. Radiação e energia solar. **Gazeta de Física: Ano Internacional da Luz**. Lisboa, v. 39. Ed Especial. Fascículo 1-2. P 57-59. Junho de 2016.

MARANGONI, Filipe. **Inversores monofásicos para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede**. 101 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2012.

MARTINS, N. M. P. **Incorporação de Micro Inversor em Módulos Fotovoltaicos**. 2012. 115 páginas. Dissertação de Mestrado – Universidade de Aveiro. Portugal.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2014. 530 p.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; ROMERO, F. C.; Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos. **Revista de Ciências Exatas e Naturais**. Paraná, v. 15, nº 1. Jan/jun 2013. P. 25-50

TIEPOLO, G. M. et al. **Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná**. 1ª. ed. Curitiba - Paraná: UTFPR, 2017.

VALLÊRA, A. M.; BRITO, M. C. Meio Século de História Fotovoltaica. **Gazeta de Física: As energias do presente e do futuro**. Lisboa. V. 29. Fascículo 1-2. P 10-15. Janeiro de 2006.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2 ed. Kindle. São Paulo: Érica, 2015. Paginação irregular.

ANEXO A

Datasheet Módulos Trina Solar 400W.

Mono Multi Solutions

0

TALLMAX^M

MÓDULO DE LAYOUT MOLDADO 72

72 LAYOUT

MÓDULO MONOCRISTALINO

390-410W

GAMA DE SAÍDA DE POTÊNCIA

20,2%

MÁXIMA EFICIÊNCIA

0~+5W

TOLERÂNCIA DE POTÊNCIA POSITIVA

Fundada em 1997, a Trina Solar é líder mundial em fornecimento de soluções gerais para energia solar. Com presença local em todo o mundo, a Trina Solar é capaz de fornecer um serviço excepcional a cada cliente e em cada mercado, assim entregando nossos produtos inovadores e confiáveis com o apoio da Trina como uma marca forte e rentável. A Trina Solar agora distribui seus produtos fotovoltaicos para mais de 100 países em todo o mundo. Estamos empenhados em construir colaborações estratégicas e mutuamente benéficas com instaladores, desenvolvedores, distribuidores e outros parceiros para impulsionar a energia

Produtos abrangentes e certificados de sistema

IEC61215 / IEC1730 / IEC61730 / IEC61701 / IEC62716 ISO 9001: Sistema de Gestão de Qualidade ISO 14001: Sistema de Gestão Ambiental ISO14064: Verificação de Emissões de Gases de Efeito Estufa

OHSAS 18001: Sistema de Gestão de Saúde e Segurança Ocupacional



Trina solar

PRODUTOS
TSM-DE15M (II)GAMA DE POTÊNCIA
390-410W

Saída de alta potência

- Combinado com a tecnologia MBB, máximo de 410W
- Reduzir o custo de balanço do sistema com contendor de maior capacidade de energia e tensão do sistema de 1500V



O design de meia-célula traz maior eficiência

- Layout de meia célula (144 monocristalinos)
- Baixos coeficientes térmicos para maior produção de energia em alta temperatura de operação
- Baixa perda de energia na conexão da célula devido ao layout de meia célula (144 monocristalinos)



Altamente confiável devido ao rigoroso controle de qualidade

- Mais de 30 testes internos (UV, TC, HF, etc)
- Requisito de teste interno da Trina mais rigoroso do que a autoridade de certificação



Certificado para suportar as condições ambientais mais desafiadoras

- Carga negativa de 2400 Pa
- Carga positiva de 5400 Pa
- 2400/5400 é a carga medida e o fator de segurança é 1,5 vezes

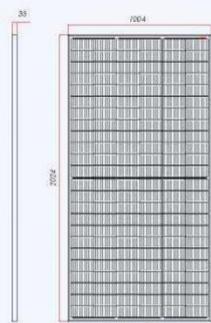
GARANTIA DE DESEMPENHO LINEAR

10 anos de garantia do produto • Garantia de energia linear de 25 anos

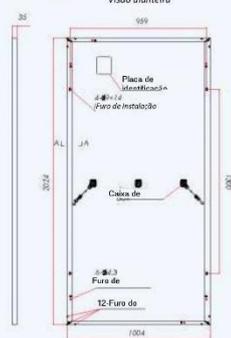


Do 2º ano ao 25º ano, o declínio médio anual da potência não será superior a 0,5%

DIMENSÕES DO MÓDULO PV (mm)



Visão dianteira

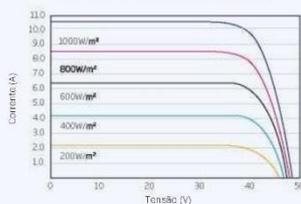


Visão traseira

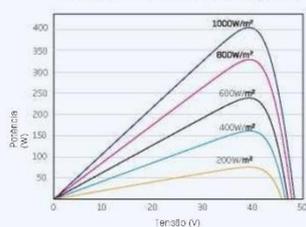


(A-A)

CURVAS I-V DO MÓDULO PV (405W)



CURVAS DE P-V DO MÓDULO PV (405W)



DADOS ELÉTRICOS (STC)

Potência máxima em watts- P_{MAX} (Wp)*	390	395	400	405	410
Tolerância de saída de energia- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Potência máxima de tensão- V_{MPP} (V)	40,0	40,1	40,3	40,5	40,7
Corrente máxima de potência- I_{MPP} (A)	9,75	9,86	9,92	10,00	10,07
Voltagem de circuito aberto- V_{OC} (V)	48,5	48,7	49,0	49,2	49,4
Corrente de curto-circuito- I_{SC} (A)	10,30	10,37	10,45	10,52	10,59
Eficiência do módulo η_m (%)	19,2	19,4	19,7	19,9	20,2

Condição de teste padrão (STC): Irradiância 1.000 W/m², temperatura celular de 25°C, massa de ar AM1,5* Tolerância de medição $\pm 3\%$.

DADOS ELÉTRICOS (NMOT)

Potência máxima- P_{MAX} (Wp)	294	298	301	305	309
Potência máxima de tensão- V_{MPP} (V)	37,6	37,7	37,9	38,1	38,3
Corrente máxima de potência- I_{MPP} (A)	7,83	7,91	7,96	8,02	8,08
Voltagem de circuito aberto- V_{OC} (V)	45,6	45,8	46,1	46,3	46,5
Corrente de curto-circuito- I_{SC} (A)	8,30	8,36	8,43	8,48	8,54

NMOT: Irradiância 800W/m², temperatura ambiente de 20°C, velocidade do vento 1m/s

DADOS MECÂNICOS

Células solares	Monocristalino
Orientação celular	144 células (6 x 24)
Dimensões do módulo	2024 x 1004 x 35 mm (79,69 x 39,53 x 1,38 polegadas)
Peso	22,8 kg (50,3 lb)
Vidro	3,2 mm (0,13 polegadas), alta transmissão, vidro reforçado com revestimento térmico
Material encapsulante	EVA
Backsheet	Branco
Estrutura	35 mm (polegadas) de liga de alumínio anodizado
J-Box	IP 68 avaliado
Cabos	Cabo de tecnologia fotovoltaica de 4,0mm ² (0,006 polegadas ²), Retrato: N 140 mm / P 285 mm (5,51 / 11,22 polegadas) Paisagem: N 1400 mm / P 1400 mm (55,12 / 55,12 polegadas)
Conector	TS4 / MC4EVO2

CLASSIFICAÇÕES DE TEMPERATURA

NMOT (temperatura operacional do módulo nominal)	41 °C \pm 3°C
Coefficiente de temperatura de P_{MAX}	-0,37% / C
Coefficiente de temperatura de V_{OC}	-0,29%/C
Coefficiente de temperatura de I_{SC}	0,05%/C

(NÃO conecte o fusível na caixa do combindador ou em duas ou mais cordões em conexão paralela)

CLASSIFICAÇÕES MÁXIMAS

Temperatura operacional	-40 ~ +85C
Tensão máxima do sistema	1500V DC (IEC)
Classificação do fusível da série máxima	20A

GARANTIA

10 anos de garantia de fabricação de produtos
Garantia de energia linear de 25 anos

(Por favor, consulte a garantia do produto para mais detalhes)

CONFIGURAÇÃO DE EMBALAGENS

Módulos por caixa: 30 peças
Módulos por contêiner de 40': 660 peças



ANEXO B

Datasheet Inversor Fronius Symo 10 kWp.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SYMO BRASIL

/ O futuro da energia solar comercial está aqui - Novo Fronius SYMO Brasil

PARA REDE 220V /127V





/ Processo de placa de substituição



/ Sistema de montagem SnapInverter



/ Dados de comunicação integrados



/ SuperFlex Design



/ Smart Grid & NEC 2014 Compliant



/ Dynamic Peak Manager



/ AFCI Integrado

/ O Fronius Symo Brasil possui categorias de potência 10,12 e 15 kW e completa a nova geração SnapInverter. É um inversor transformador Trifásico, com rendimentos mais elevados e a forma inteligente Fronius PP-tracking. Com este inversor não será mais necessário instalar um transformador externo, a fim de se conectar à rede de 3 fases, além de ser ideal para plantas comerciais, feito para rede 220V/127V. Seu design inovador SuperFlex fornece o máximo de flexibilidade na concepção do sistema, enquanto a montagem SnapInverter torna a instalação e manutenção mais fácil do que nunca. O pacote de comunicação incluído mesmo no modelo padrão, com WLAN, gestão de energia, várias interfaces e muito mais. O melhor vem agora: Este inversor já está disponível!

DADOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO BRASIL

DADOS GERAIS	PADRÃO COM TODOS OS MODELOS SYMO		
Dimensões (altura x largura x profundidade)	511 x 724 x 227 mm		
Grau de proteção	NEMA 4X		
Consumo Noturno	< 1 W		
Conceito retificador	Sem transformador		
Resfriamento	Velocidade do ventilador variável		
Instalação	Montagem interna e externa		
Faixa de temperatura ambiente	-40 - +60 °C		
Umidade relativa permitida	0 - 100 %		
Tecnologia de conexão de rede	6x CC+ e 6x CC- parafusos finais de cobre (sólidos / flexível/ fine stranded) ou alumínio (sólido / flexível)		
Principal tecnologia de conexão	Screw terminals 14-6 AWG		
Certificados e compliance para modelo básico	UL 1741-2010, UL1998 (para funções AFCI and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C22. 2 No. 107.1-01 (Setembro 2001), UL1699B Issue 2-2013, CSA TIL M-07 Issue 1-2013, ABNT NR 16149		

DADOS GERAIS	10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	15.0-3 48/240
Peso	29 kg	29 kg	42 kg

DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	PADRÃO COM TODOS OS MODELOS FRONIUS SYMO
AFCI & 2014 NEC Ready	Sim
Medição de isolamento CC	Sim
Disjuntor CC	Sim
Proteção à falhas com tela de interrupção	Sim

DADOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO BRASIL

DADOS DE ENTRADA	10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	15.0-3 208/240
Potência PV recomendada (kWp)	8.0 - 13.0	9.5 - 15.5	12.0 - 19.5
Max. corrente do conjunto curto-circuito (MPPT1/MPPT 2)	25.0 A / 16.5 A		50.0A
Faixa de voltagem MPP	300 - 500 V	300 - 500 V	350 - 800 V
Faixa de voltagem operando	200 - 600 V	200 - 600 V	350 - 1000 V
Max. tensão de entrada	600 V	600 V	1000 V
Tensão nominal de entrada	208 220 / 240	350 V 370 V	350 V 370 V
Número de MPPT	2		1

DADOS DE SAÍDA	10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	15.0-3 208/240	
Max. potência de saída	208 220 / 240	9995 VA 9995 VA	11995 VA 11995 VA	15000 VA NA
Max. corrente de saída	208 220 / 240	31.5 A 29.7 A / 27.3 A	35.0 A 35.0 A / 32.8 A	41.6 A NA
Max. Eficiência		97.0 %	97.0 %	97.3 %
CEC Eficiência	208 240	96.5 % 96.5 %	96.5 % 96.5 %	96.5 % NA
Conexão Grid (U _{ac,r})		208/240	208/240	208 V
Frequência(f _r)		60 Hz		
Fator de distorção		< 1.75 %		< 3.5 %
Fator de potência		0 - 1 ind./cap.		

INTERFACES	PADRÃO PARA TODOS OS MODELOS FRONIUS SYMO
Wi-Fi*/Ethernet/Serial	Wireless padrão 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
6 inputs and 4 digital I/Os	Gerenciamento de carga; sinalização, multiuso I / O
USB (A socket)	Datalogging and atualização do inversor é possível via USB
2x RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar Net, interface protocolo
Datalogger e Webserver	Incluso

* O termo Wi-Fi® é uma marca registrada da Wi-Fi Alliance. ** + N para fins de detecção - sem condutor de corrente

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

NÓS TEMOS TRÊS DIVISÕES E UMA PAIXÃO: SUPERAR OS LIMITES DO POSSÍVEL.

/ Seja na Tecnologia de soldagem, no fotovoltaico ou na tecnologia de carregadores de bateria, o nosso objetivo é claro: queremos ser líderes em inovação. Com aproximadamente 3.300 funcionários em todo o mundo, nós superamos os limites do que é possível, como prova disso temos mais de 900 patentes concedidas. Enquanto os outros se desenvolvem lentamente, nós ultrapassamos barreiras. Desde sempre. O uso responsável de nossos recursos é a base do nosso negócio.

Para obter mais informações sobre todos os produtos Fronius e nossos parceiros de distribuição e representantes, visite www.fronius.com

Rev.26.2.15 BRA

v09 May 2015 PB

Filial AM
R. Armando Mendes, 33
Armando Mendes
CEP: 69089-321
Manaus AM
Cel +55 92 8249-1415

Filial RS
R. Inspetor Valdemar F.
Arruda, 309 -
Cinqüentenário - Caxias do Sul
CEP 95012 640 RS
Tel.: +55 54 8115 6257

Filial SP Interior
R. Padre Francisco Van
Der Maa, 12-25
Jd. Contorno - Bauru
CEP 17047-020
Tel. +55 14 98111 6277

Filial MG
Rua LL, 213
Arvoredo
Contagem - MG
CEP. 323113-188
Tel +55 31 3472-6000

Filial PR
Rua John Lennon, 225
Afonso Pena, São José dos
Pinhais PR
CEP. 83050 380
Tel +55 41 3283-6217

**Fronius do Brasil Comércio
Indústria e Serviços Ltda**

Escritório central
Av. Dr. Ulysses Guimarães, 3389
Vila Nogueira, Diadema, SP
CEP: 09990-080
Telefone +55 11 3563-3800
Fax +55 11 3563-3777
vendas.solar@fronius.com
www.fronius.com.br

ANEXO C

Datasheet micro inersor Apsystems 600 Wp.



Leading the Industry in
Solar Microinverter Technology

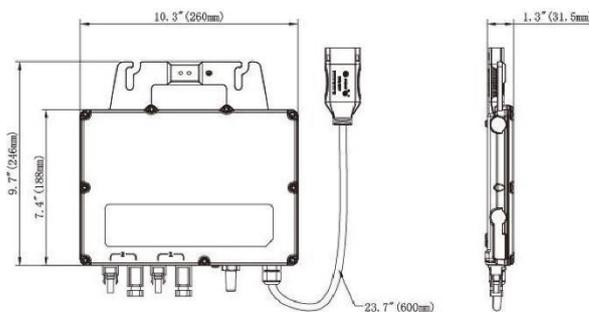


YC600

Microinverter

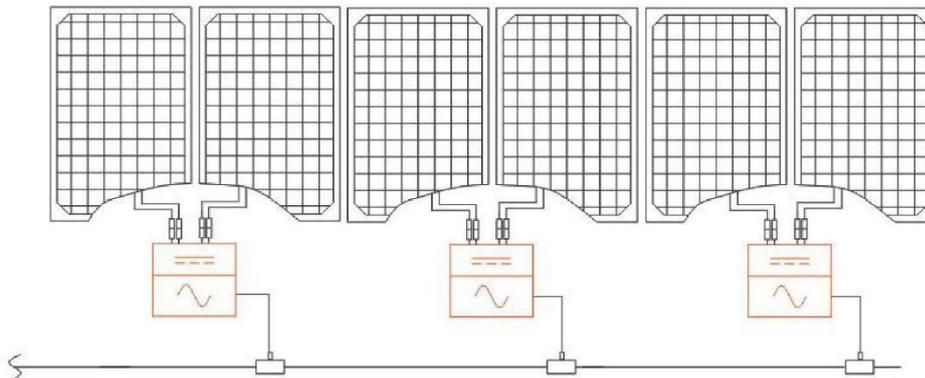
- Dual-module microinverter with independent MPPT per panel
- Utility interactive with Reactive Power Control (RPC)
- 600VA peak output power
- CA Rule 21 (UL 1741 SA) compliant
- Accommodates 60 & 72-cell PV modules up to 440W+

DIMENSIONS



The YC600 is a dual-module, utility-interactive microinverter with Reactive Power Control (RPC) technology and Rule 21 grid support functionality. The first of its kind, the YC600 was designed to accommodate today's high output PV panels, offer enhanced capability and meet the latest grid compliance standards. Offering an unprecedented 300VA peak output power per channel, the YC600 works with 60 and 72-cell PV modules and offers dual, independent MPPT per panel. The YC600 also operates within a wider MPPT voltage range than competing brands for a greater energy harvest.

WIRING SCHEMATIC



YC600 Microinverter Datasheet

Region	LATAM	
Model	YC600-NA	YC600-BR
Input Data (DC)		
Recommended PV Module Power (STC)	250Wp-440Wp+	
MPPT Voltage Range	22V-48V	
Operation Voltage Range	16V-55V	
Maximum Input Voltage	60V	
Maximum Input Current	12A x 2	
Maximum Input Short Circuit Current	13.2A	
Output Data (AC)		
Maximum Continuous Output Power	548VA	550VA
Peak Output Power	600VA	
Nominal Output Voltage/Range	240V/211V-264V	220V/176V-242V
Adjustable Output Voltage Range	160-278V	
Nominal Output Current	2.28A	2.5A
Nominal Output Frequency/Range	60Hz/59.3Hz-60.5Hz	60Hz/57.5Hz-62Hz
Maximum Units Per Branch	10 (20PV modules)	8 (16PV modules)
Adjustable Output Frequency Range	55.1-64.9Hz	
Power Factor(Adjustable)	0.8 leading...0.8 lagging	
Total Harmonic Distortion	<3%	
Maximum Output Overcurrent Protection	6.3A	
Efficiency		
Peak Efficiency	96.7%	
CEC Efficiency	96.5%	
Nominal MPPT Efficiency	99.5%	
Night Power Consumption	20mW	
Mechanical Data		
Operating Ambient Temperature Range	-40° F to +149 ° F (-40 °C to +65 °C)	
Storage Temperature Range	-40 °F to +185 °F (-40 °C to +85 °C)	
Dimensions (W x H x D)	10.3" x 7.4" x 1.3" (260mm X 188mm X 31.5mm)	
Weight	5.7lbs(2.6kg)	
AC Bus Maximum Current	25A(12AWG)	20A(2.5mm ²)
Connector Type	MC4 Type	
Cooling	Natural Convection - No Fans	
Enclosure Environmental Rating	Type 6	IP67
Overvoltage Category	OVC II For PV Input Circuit, OVC III For Mains Circuit	
Features		
Communication (Inverter To ECU)	Wireless	
Transformer Design	High Frequency Transformers, Galvanically Isolated	
Monitoring	Via EMA* Online Portal	
Warranty	10 Years Standard	10 Years Standard ; 15 Years Optional
Certificate&Compliance		
Compliance	UL1741; CA Rule 21 (UL 1741 SA); FCC Part15; ANSI C63.4; ICES-003;IEEE1547	ABNT NBR 16149:2013, ABNT NBR 16150:2013

*APsystems online Energy Management Analysis (EMA) platform

© All Rights Reserved

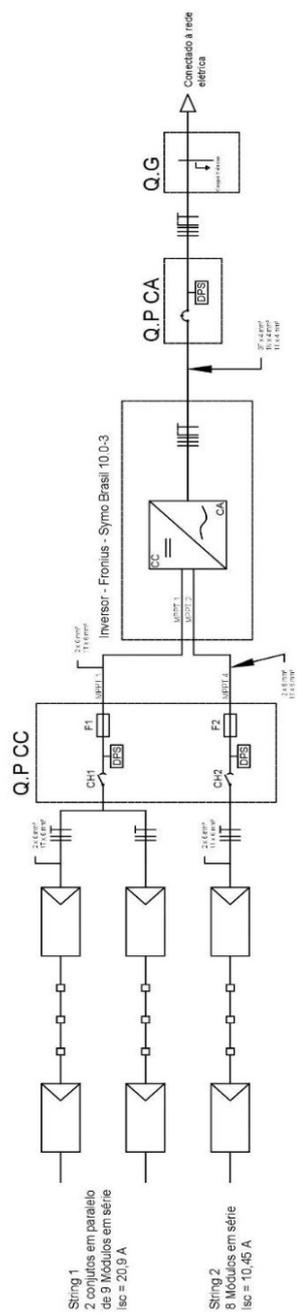
Specifications subject to change without notice - please ensure you are using the most recent update found at www.APsistemas.com

AV. Lazaro Cardenas 2850-5^o Piso, Colonia Jardines del Bosque C.P. 44520, Guadalajara, Jalisco | 52 (33) -3188-4604 | APsystems.com

2019/6/25 Rev2.4 1

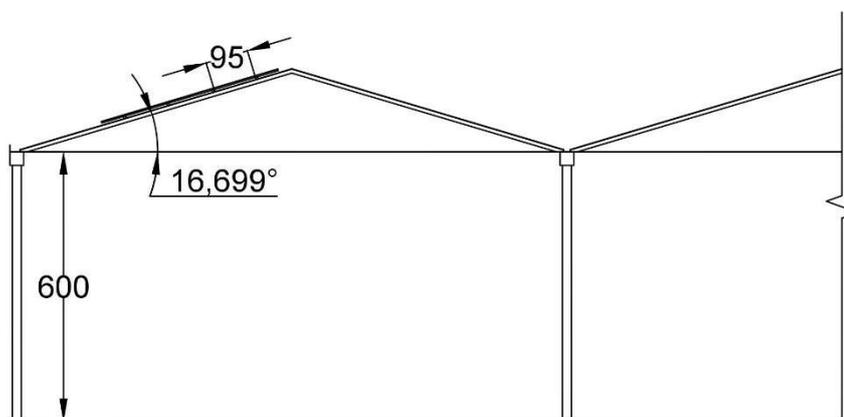
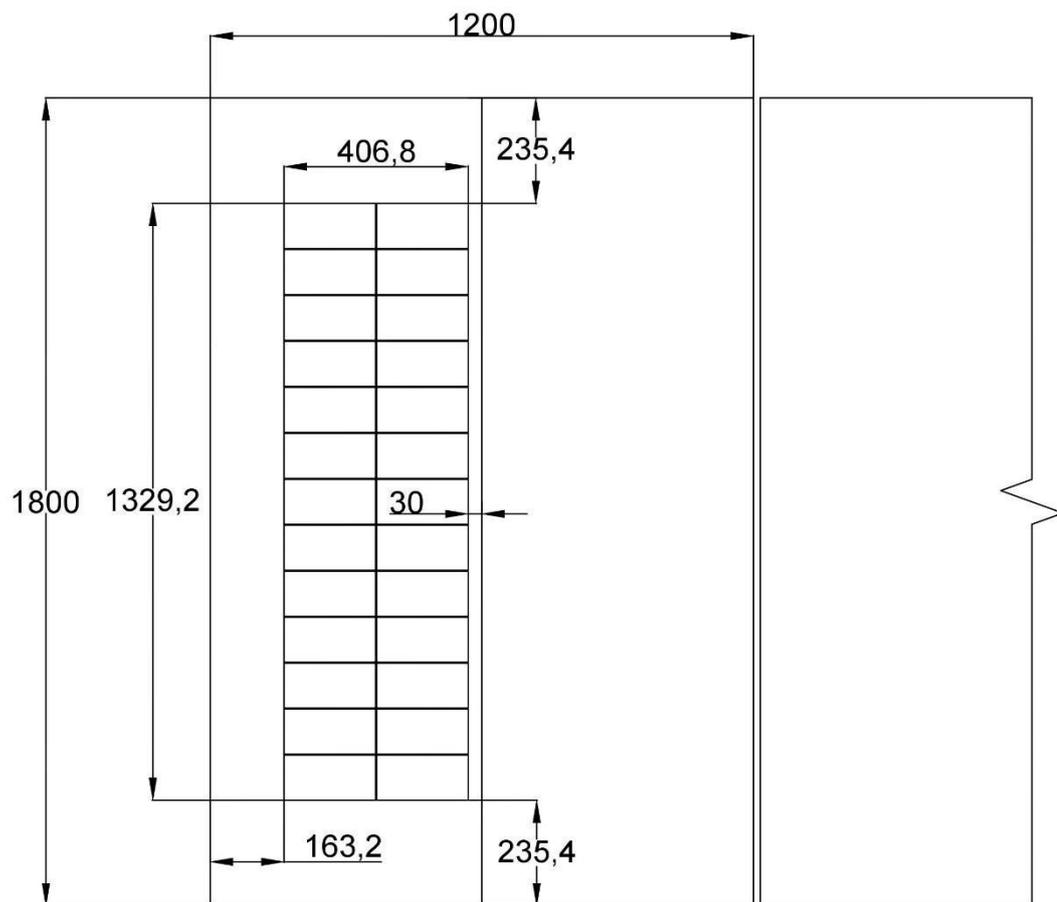
APÊNDICE A

Diagrama unifilar para sistema com inversor *multistring*.



APÊNDICE B

Disposição dos módulos no telhado.



APÊNDICE C

Diagrama unifilar para sistema com micro inversor.

