

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

**ERNANI ROEDER CREPLIVE**

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA GERAÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM UM  
CONDOMÍNIO NA CIDADE DE CURITIBA**

**MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO**

**CURITIBA - PR**

**2018**

**ERNANI ROEDER CREPLIVE**

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA GERAÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM UM  
CONDOMÍNIO NA CIDADE DE CURITIBA**

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. Jair Urbanetz Junior

**CURITIBA – PR**

**2018**

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

ERNANI ROEDER CREPLIVE

### **ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM UM CONDOMÍNIO NA CIDADE DE CURITIBA**

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 30 de outubro de 2018, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energia 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. Jair Urbanetz Junior**

Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

---

**Prof. Me. Romildo Alves dos Prazeres**

Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

#### **BANCA EXAMINADORA**

---

**Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior**  
Orientador - UTFPR

---

**Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo**  
UTFPR

---

**Prof. Esp. Carlos Henrique Karam Salata**  
UTFPR

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

Dedico este trabalho primeiramente à Deus, a minha esposa Wanessa e minha filha Fernanda pelo apoio e compreensão nas horas ausentes.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior, pela sabedoria com que me guiou nesta trajetória e demais professores pela contribuição dada durante o curso.

Para todas as pessoas que disponibilizaram seu tempo e conhecimento para contribuir para a elaboração deste trabalho.

## RESUMO

CREPLIVE, Ernani Roeder. **ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM UM CONDOMÍNIO NA CIDADE DE CURITIBA.** 2018. 97 f. Monografia - Curso de Especialização em Energias Renováveis, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT), Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Curitiba, 2018.

Este trabalho trata de um estudo de caso para um edifício na cidade de Curitiba, Paraná, verificando a viabilidade técnica e econômica para a utilização de geração fotovoltaica conectada à rede em suas instalações como alimentação complementar de energia elétrica, reforçando a imagem do empreendimento que já possui entre suas características, a sustentabilidade na sua construção. Para a realização do estudo foram utilizados os dados de localização e consumo durante um ano do local, assim como sua área disponível para a instalação do sistema fotovoltaico e com estas informações foi verificada a irradiação no local, e com esta, o dimensionamento total do sistema. Com o custo total do sistema é verificada a viabilidade econômica da instalação, constatado que considerando os parâmetros utilizados, a sua utilização é viável com um retorno teórico do investimento em 12 anos. Mesmo sendo um estudo pontual, o mesmo procedimento pode ser aplicado para outros edifícios, desde que possuam o mínimo exigido para a instalação do sistema.

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

## ABSTRACT

CREPLIVE, Ernani Roeder. **STUDY OF THE TECHNICAL AND ECONOMIC VIABILITY FOR THE GENERATION OF ELECTRICAL ENERGY USING PHOTOVOLTAIC PANELS IN A CONDOMINIUM IN THE CITY OF CURITIBA.** 2018. 97 f. Monography - Specialization Course in Renewable Energies, Academic Department of Electrotechnology (DAELT), Federal Technological University of Paraná (UTFPR). Curitiba, 2018.

This work deals with a case study for a building in the city of Curitiba, Paraná, verifying the technical and economic viability for the use of photovoltaic generation connected to the grid in its facilities as complementary power supply, reinforcing the image of the enterprise that already has among its characteristics, sustainability in its construction. In order to carry out the study, the location and consumption data were used during a year of the site, as well as its available area for the installation of the photovoltaic system and with this information the irradiation was verified in the place, and with this, the total system design. With the total cost of the system is verified the economic viability of the facility, found that considering the parameters used, its use is feasible with a theoretical return on investment in 12 years. Even if it is a one-time study, the same procedure can be applied to other buildings, provided they have the minimum required for the installation of the system.

**Keywords:** Network-connected Photovoltaic Systems. Distributed generation. Solar irradiation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Selo PROCEL.....	20
Figura 2 – Consumo Lâmpadas.....	21
Figura 3 – Radiação Solar .....	23
Figura 4 – Irradiação Solar Global Horizontal no Brasil.....	24
Figura 5 – Irradiação Global Horizontal anual no Paraná .....	25
Figura 6 – Comparação das médias anuais de irradiação e produtividade nas regiões do Paraná.....	26
Figura 7 - Geração Distribuída .....	27
Figura 8 – Diagrama Unifilar Típico Microgeração .....	30
Figura 9 – Diagrama Unifilar Típico Mini Geração .....	31
Figura 10 – Célula Fotovoltaica .....	33
Figura 11 – Desenvolvimento Energia Solar FV .....	34
Figura 12 – Tecnologias Células Fotovoltaicas .....	35
Figura 13 – Tipos Células Fotovoltaicas.....	36
Figura 14 – Módulo Fotovoltaico.....	37
Figura 15 - Módulos Fotovoltaicos.....	38
Figura 16 – Variação da Tensão e Corrente pela Irradiância .....	38
Figura 17 – Variação da Tensão e Corrente pela Temperatura .....	39
Figura 18 - Módulo Kiocera KC130TM Silício Policristalino.....	39
Figura 19 – Inversor CC-CA .....	40
Figura 20 – Tipos de Inversores .....	42
Figura 21 - Mini Disjuntor.....	42
Figura 22 - Supressor de Surto Atmosférico.....	43
Figura 23 - Medidor Bidirecional.....	44
Figura 24 - Sistemas Isolados .....	45
Figura 25 - Disponibilidade de Energia Elétrica (2012).....	45
Figura 26 - Sistemas Isolados Individuais .....	46
Figura 27 - Sistema Conectado à rede .....	47
Figura 28 – Esquema Simplificado SVCR Distribuída .....	48
Figura 29 - Esquema Simplificado SVCR Concentrada.....	48
Figura 30 – 7TH Avenue Live and Work.....	49
Figura 31 – 7Th Avenue Live and Work Disposição Torres.....	50



Figura 32 – Localização Empreendimento .....	51
Figura 33 – Feriados Nacionais.....	53
Figura 34 – Sombreamento Condomínio.....	55
Figura 35 – Irradiancia Solar .....	56
Figura 36 – Torre Oxford .....	57
Figura 37 – Torre Chelsea.....	57
Figura 38 – Torre Trinity .....	58
Figura 39 – Critérios Radasol .....	59
Figura 40 – Localização Medições .....	60
Figura 41 – Parâmetros Radasol .....	61
Figura 42 – Localização Condomínio .....	61
Figura 43 – Dados Modulos FV .....	64
Figura 44 – Características Inversores .....	65
Figura 45 – Proteções Inversores.....	72
Figura 46 – Suportes Módulos.....	73
Figura 47 – Comunicação Sistema FV. ....	74

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Consumo Anual Período Fora de Ponta – kWh/mês.....	54
Gráfico 2 – Consumo Anual Período Fora de Ponta – kWh/dia.....	54
Gráfico 3 – Geração X Consumo.....	78
Gráfico 4 – Saldo e Valor Presente .....	84

## LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Potencia Disponível Instalação .....	62
Equação 2 - Corrente CC .....	68
Equação 3 - Queda de Tensão CC.....	69
Equação 4 – Potência CA.....	70
Equação 5 - Queda de Tensão CA.....	70
Equação 6 – Estimativa Geração .....	76

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Consumo do Condomínio .....	52
Tabela 2 – Radiação Incidente Locais Próximos Condomínio.....	60
Tabela 3 – Irradiação Mensal e Anual .....	60
Tabela 4 – Irradiação Média Anual Local Plano Horizontal (25°).....	62
Tabela 5 – Irradiação Média Anual.....	62
Tabela 6 – Irradiação Média Anual Local Plano Horizontal (22°).....	62
Tabela 7 – Informações Cabos CC.....	68
Tabela 8 – Informações Cabos CA.....	69
Tabela 9 – Custo do Sistema .....	75
Tabela 10 – Geração Maior Torre Oxford .....	76
Tabela 11 – Geração Torre Intermediária.....	77
Tabela 12 – Geração Torre Chelsea .....	77
Tabela 13 – Geração Total .....	77
Tabela 14 – Geração e Consumo.....	78
Tabela 15 – Redução Custo Energia Elétrica .....	79
Tabela 16 – Reajustes tarifários energia elétrica, período 2008 a 2018. (COPEL, 2018).....	79
Tabela 17 – Análise Econômica Projeto .....	81

## LISTA DE ABREVIATURAS/SIGLAS

FV	Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SFCRs	Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes
REN	Resolução Normativa
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
NTC	Norma Técnica COPEL
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
LABSOL	Laboratório De Energia Solar
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
LED	Diodo Emissor de Luz
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
STC	Standard Test Conditions – Condições de Teste Padrão
PVC	Cloreto de Polivinila
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
MPPT	Rastreador do Ponto de Máxima Potência
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido
K	Kelvin
UFV	Usina Fotovoltaica

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	17
1.1	TEMA .....	18
1.1.1	Delimitação do tema.....	18
1.2	OBJETIVOS .....	18
1.2.1	Objetivo Geral.....	18
1.2.2	Objetivos Específicos .....	18
1.3	JUSTIFICATIVA .....	19
1.4	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	20
2.1	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	20
2.2	ENERGIA SOLAR .....	21
2.3	RADIAÇÃO.....	22
2.3.1	Potencial de Geração do Brasil .....	23
2.3.2	Potencial de Geração do Paraná .....	25
2.4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	26
2.5	REGULAMENTAÇÕES PARA SISTEMAS FV NO BRASIL.....	27
2.5.1	PRODIST .....	27
2.5.2	REN 482.....	28
2.5.3	REN 687.....	28
2.5.4	NTC 905200 .....	29
2.5.4.1	Microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10kW .....	30
2.5.4.2	Microgeração distribuída com potência superior a 10kW .....	31
2.5.4.3	Minigeração.....	31
2.6	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	31
2.6.1	Tecnologias Existentes.....	34
2.6.2	Componentes Básicos.....	36
2.6.2.1	Painéis Fotovoltaicos.....	36
2.6.2.2	Inversores.....	40
2.6.2.3	Dispositivos De Proteção/Manobra e Conexão .....	42
2.6.2.4	Medidores.....	43
2.6.3	Sistemas Isolados a Rede .....	44
2.6.4	Sistemas Isolados Individuais .....	46
2.6.5	Sistemas Isolados em Mini Redes.....	46
2.6.6	Sistemas conectados à rede – SFCR.....	47
3	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	49

3.1	LOCALIZAÇÃO/DESCRIÇÃO DO EMPREENDIMENTO.....	49
3.1.1	Características do empreendimento.....	50
3.1.1.1	Localização .....	51
3.2	CRITÉRIOS ESCOLHIDO PARA DIMENSIONAMENTO.....	51
3.2.1	DADOS DE CONSUMO DO LOCAL.....	52
3.2.2	POSICIONAMENTO E SOMBREAMENTO .....	55
3.2.3	Área Disponível .....	56
3.2.3.1	Torre Oxford .....	56
3.2.3.2	Torre Chelsea.....	57
3.2.3.3	Torre Trinity .....	58
3.2.4	Definição para o projeto .....	58
3.3	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA.....	59
3.3.1	Cré debates Radiasol .....	59
3.3.2	Radiação Incidente no local .....	59
3.3.3	Radiação utilizando o aplicativo Radiasol .....	61
3.3.4	Potência disponível para a instalação .....	62
3.3.5	Escolha dos módulos fotovoltaicos.....	63
3.3.6	Escolha do Inversor.....	64
3.3.7	Dimensionamento Módulos FV e Inversores.....	66
3.3.7.1	Torre Oxford – Maior Torre.....	66
3.3.7.2	Torre Oxford – Torre intermediária .....	66
3.3.7.3	Torre Chelsea.....	67
3.3.8	Dimensionamento dos Condutores .....	67
3.3.8.1	Dimensionamento dos Condutores CC .....	68
3.3.8.2	Dimensionamento dos Condutores CA – Inversor – String Box .....	69
3.3.8.3	Dimensionamento equipamentos de manobra e proteção .....	72
3.3.9	Dimensionamento das estruturas de fixação.....	73
3.3.10	Sistema de aquisição de dados.....	73
3.4	RESUMO DO SISTEMA PROPOSTO .....	74
3.5	INVESTIMENTO NECESSÁRIO .....	75
3.6	ENERGIA GERADA .....	76
3.7	GERAÇÃO E CONSUMO DO EMPREENDIMENTO .....	78
3.8	ANÁLISE ECONÔMICA .....	80
4	CONCLUSÕES .....	82
	REFERÊNCIAS.....	86
	ANEXO 1.....	90
	ANEXO 2.....	92

ANEXO 3.....	94
ANEXO 4.....	96
APÉNDICE 1 .....	98



## 1 INTRODUÇÃO

Com o esgotamento da disponibilidade de áreas para a implantação de novas usinas hidrelétricas no Brasil e constante aumento de consumo de energia elétrica no país, há a necessidade da utilização de novas fontes de energia que atendam esse crescimento com responsabilidade socioambiental.

Devido as características do território nacional, principalmente na região nordeste e extremo sul, o Brasil já vem investindo na geração eólica como complemento a geração hidráulica, com incentivos financeiros para novos projetos. Mesmo com o crescente aumento da utilização de centrais eólicas (7,85% do total gerado (ANEEL, 2018), este tipo de geração demanda altos investimentos, grandes áreas para sua construção e necessidade de uma ampliação na infraestrutura de transmissão de energia.

Devido à localização e extensão do Brasil, o aproveitamento de energia solar é relevante e sua utilização para a energia elétrica poderá ser a solução para a demanda crescente de energia de forma sustentável. Assim como a geração eólica, a utilização de usinas solares demanda de grandes investimentos e grandes áreas para a construção. Entretanto a geração via energia solar pode ser realizada de forma distribuída, onde o consumidor gera sua energia para o consumo e o seu excedente pode ser comercializado para a utilização do sistema, reduzindo a necessidade de construção de grandes empreendimentos e utilização de fontes não renováveis como usinas a gás e diesel.

Verificando a necessidade de novas fontes de energia elétrica, em 2002 é criado o PROINFA que fornece incentivos tributários para a micro e mini geração e em 2012 através da resolução número REN 482/2012 da ANEEL são estabelecidas regras para injeção de energia nas redes das concessionárias por meio das gerações de menor porte. Com a regulamentação 482 e instalação de diversas instalações, foi observado que alguns itens deveriam ser aprimorados e em 2015 é publicado a resolução normativa número REN 687/2015, que revisa a REN 482/2012 reduzindo os custos e tempo de conexão da micro e mini geração, além da melhoria do sistema de informação por parte das concessionárias na fatura para o gerador. Além das resoluções citadas, em 2015 a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST é atualizada, indicando como micro geração instalações com potência instalada menor ou igual a

75kW e mini geração com potência instalada maior que 75kW e menor ou igual a 3MW para fonte hidráulica e 5 MW para demais fontes.

Um dos tópicos atualizados nestas normativas, trata-se da possibilidade de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras situados em mesma área, com sistema instalado em área comum, podem dividir os créditos gerados entre os condôminos e área comum do condomínio. Com base neste item da revisão este trabalho se discorrerá.

## 1.1 TEMA

A temática estudada neste trabalho se refere ao estudo de viabilidade técnico econômico em um determinado condomínio na região de Curitiba para aplicação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCRs), conforme REN 482/2012.

### 1.1.1 Delimitação do tema

O trabalho será baseado nos seguintes tópicos:

- Análise de consumo de energia elétrica de um condomínio em Curitiba;
- Análise dos equipamentos instalados;
- Estudo das instalações para o projeto fotovoltaico;
- Utilização de programas computacionais para o local desejado;
- Análise econômica do projeto.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo Geral

Viabilidade na utilização de Painéis fotovoltaicos para geração de energia elétrica em um determinado condomínio na cidade de Curitiba.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Levantamento do consumo de energia elétrica do condomínio escolhido;
- Levantamento da área disponível para a instalação do sistema fotovoltaico;
- Análise da irradiação solar típica do empreendimento;
- Dimensionamento do sistema;

- Análise técnico econômica dos valores encontrados

### 1.3 JUSTIFICATIVA

O trabalho visou o aprimoramento dos conhecimentos obtidos em sistemas fotovoltaicos, tecnologia com grandes perspectivas de crescimento no país, com empregabilidade em grandes empreendimentos e diretamente ao consumidor final.

### 1.4 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Será realizado um estudo de caso para um condomínio na cidade de Curitiba, conforme resoluções normativas vigentes relacionadas ao tema. Com base no levantamento do consumo de energia elétrica do local durante o período de um ano e sua localização geográfica será projetado um sistema de geração fotovoltaica capaz de suprir parte da energia elétrica consumida. Para este projeto será utilizado o banco de dados de irradiação solar, programa Radiasol e programa GoogleEarth e *SunEarthTools*.

Serão dimensionados os módulos fotovoltaicos, inversores, cabos e estruturas de fixação, dispositivos de proteção e manobra para o sistema.

Conforme equipamentos previstos, serão verificados os custos da instalação e a análise de viabilidade econômica para a instalação, como taxa interna de retorno, *Payback* e valor presente líquido. Não será considerado na análise econômica a depreciação dos equipamentos.

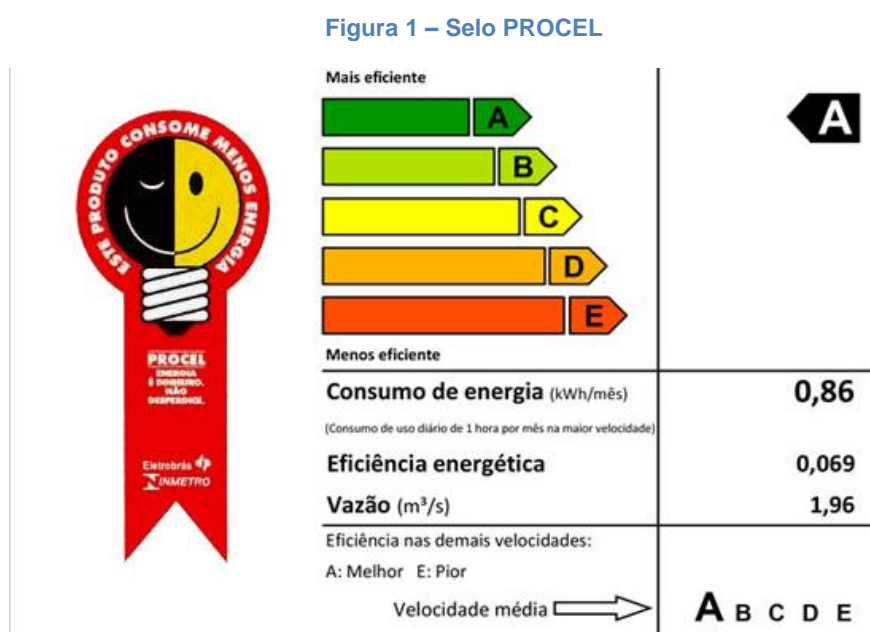
## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Uma das questões fundamentais para o desenvolvimento sustentável está na inovação e desenvolvimento de tecnologias de conversão e aproveitamento de recursos energéticos naturais. A necessidade de energia para o desenvolvimento de um país é inquestionável, porém a aplicação de tecnologias que buscam o incremento da eficiência energética e a sustentabilidade da produção asseguram e possibilitam um desenvolvimento com impactos ambientais reduzidos (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

Em especial para a energia elétrica, diversos processos vêm sendo aprimorados para a redução de perdas, melhores rendimentos, menores impactos ambientais e redução da utilização de combustíveis fósseis.

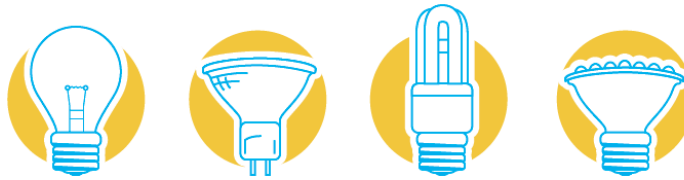
Para os equipamentos elétricos foi desenvolvido pela Eletrobrás o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, o PROCEL. Este programa obriga os fabricantes indicar em seus produtos a eficiência energética através do Selo PROCEL, Figura 1, neste são indicadas categorias de consumo, permitindo ao consumidor verificar se o produto fornece um melhor aproveitamento energético, proporcionando economia na conta de energia elétrica.



Fonte: <http://www.procelinfo.com.br/>

Um dos pontos mais relevantes neste contexto de eficiência elétrica é a substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes e LED, estes equipamentos fornecem com um menor consumo de energia elétrica, a mesma quantidade de intensidade luminosa que uma lâmpada incandescente produz, conforme Figura 2.

Figura 2 – Consumo Lâmpadas



	Incandescentes	Halógenas	Fluorescentes (CFLs)	LEDs
<b>Consumo</b>	Alto	Alto	Baixo	<b>Baixíssimo</b>
<b>Vida útil (horas)</b>	1.000	2.000	6.000	<b>25.000</b>
<b>Eficiência luminosa</b>	<b>1600</b>	100 w	75 w	20 w
Quantidade de luz que a lâmpada produz por segundo, em lumens.	<b>1100</b>	75 w	55 w	15 w
	<b>800</b>	60 w	45 w	12 w
	<b>450</b>	40 w	30 w	8 w
	<b>210</b>	25 w	19 w	5 w

**Potência**  
Quanto a lâmpada consome de energia para "produzir" luz, medida em **Watts (w)**

Fonte: <https://www.retecjr.com/single-post/2017/12/06/A-efici%C3%A2ncia-dos-diferentes-tipos-de-l%C3%A2mpadas-e-quanto-cada-uma-impacta-na-conta-de-energia>

Em 2010, foi criada a Portaria Interministerial 1007, que determina medidas de eficiência energética no Brasil, onde em 2012 fica proibida a venda de lâmpadas incandescentes com potência entre 101 e 150W com baixa eficiência, no ano seguinte, as incandescentes entre 76 a 100 W, em julho de 2015 foi a vez das incandescentes de 41 W a 60 W, em junho de 2016, as lâmpadas de 25W a 40W com baixa eficiência, com prazo até 2017 para adequação. A partir de 2017 apenas modelos de 15W podem ser comercializadas. Estas medidas são fiscalizadas pelo INMETRO e o não cumprimento destas restrições haverá multas que variam de R\$100,00 a R\$ 1,5 milhão de reais.

## 2.2 ENERGIA SOLAR

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano. Quando se fala em energia, deve-se lembrar de que o Sol é responsável

pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia na Terra. Em outras palavras, as fontes de energia são, em última instância, derivadas, em sua maioria, da energia do Sol (PINHO e GALDINO, 2014).

### 2.3 RADIAÇÃO

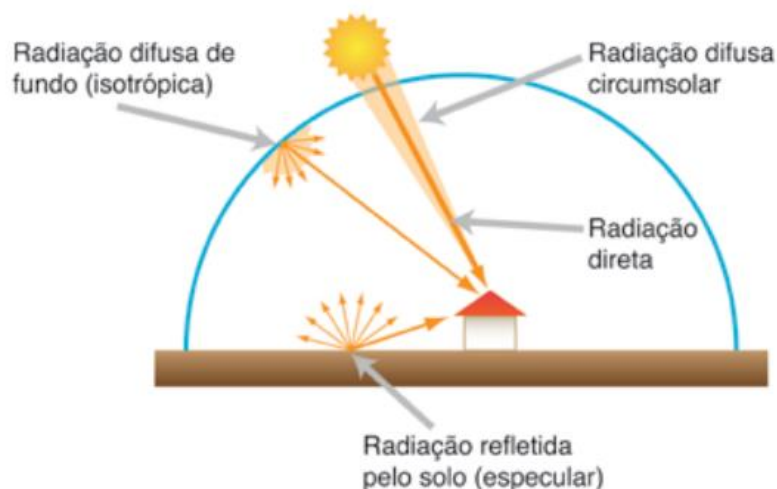
Para avaliarmos o potencial da energia solar fotovoltaica numa determinada região ou cidade, ou para projetar sistemas fotovoltaicos, interessa caracterizar a radiação solar que chega a cada local e em cada instante (MAGARREIRO, FREITAS e BRITO).

A incidência solar não ocorre apenas de maneira direta, ou seja, nem toda a radiação emitida pelo sol é diretamente recebida pela superfície. Devido a presença da atmosfera, e seus componentes (gases e partículas) há diferentes processos que ocorrem neste processo, em especial a dispersão e absorção da luz, formando diferentes comprimentos de onda de radiação solar incidente.

Um dos principais efeitos da atmosfera é alterar o ângulo de incidência de uma fração dos raios solares. Isso significa que, para um observador na superfície terrestre, como indicado na Figura 3, a radiação solar divide-se em três componentes principais, com características diferentes:

- 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);
- 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).

Figura 3 – Radiação Solar



Fonte: (MAGARREIRO, FREITAS e BRITO)

Devido as características complexas da atmosfera, o cálculo da radiação solar em um determinado local é realizado através de modelos matemáticos empíricos, tomando como base a medições experimentais.

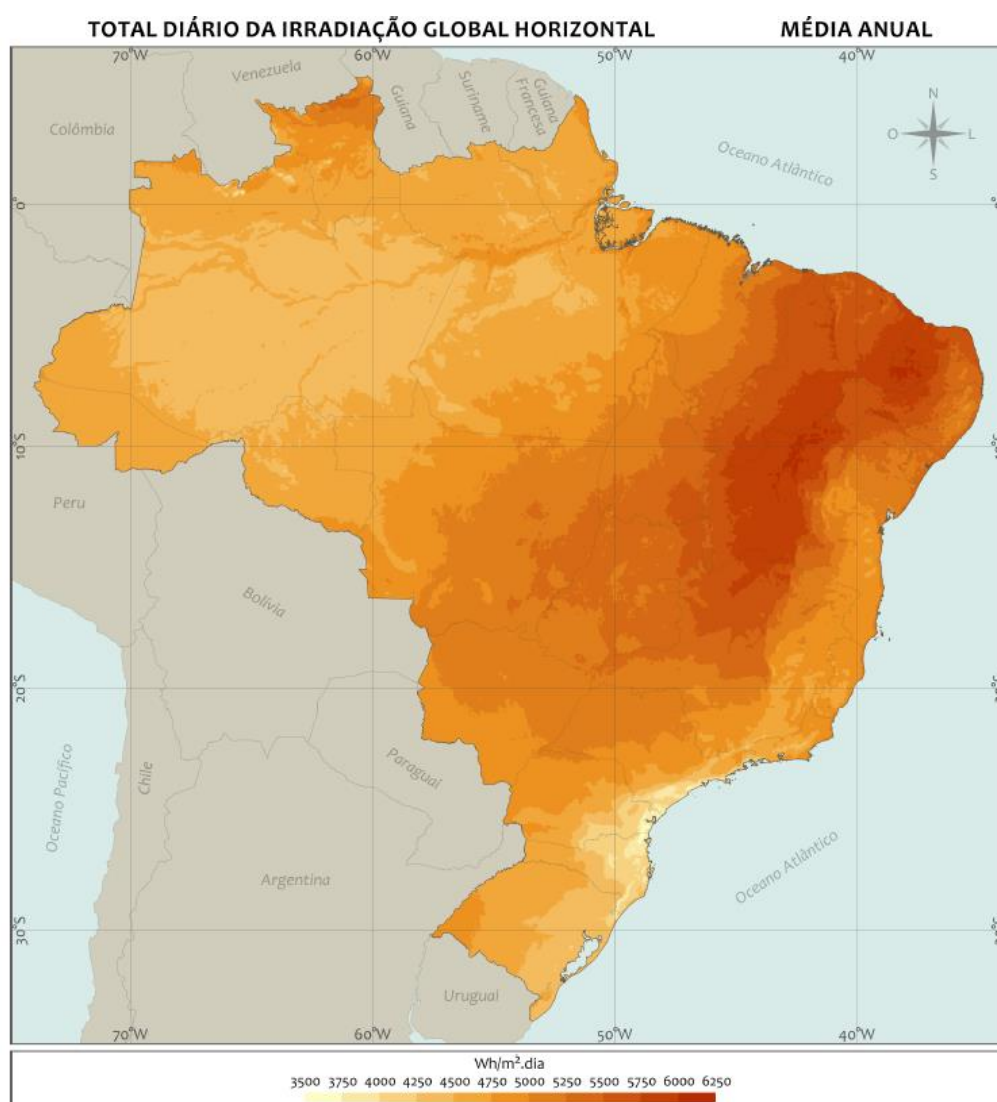
As grandezas relevantes mais simples e menos onerosas de medir são a irradiância global horizontal e as horas-de-sol (definido como o período em que a irradiância é maior que  $120 \text{ W/m}^2$ ) (MAGARREIRO, FREITAS e BRITO).

### 2.3.1 Potencial de Geração do Brasil

O aproveitamento do recurso solar no Brasil se apresenta como uma excelente opção para complementação de fontes convencionais de energia já consolidadas como as hidroelétricas. O aproveitamento do recurso solar favorece o controle hídrico nos reservatórios, especialmente nos períodos de menor incidência de chuvas, e possibilita planejamento e otimização de novos investimentos em geração, transmissão e distribuição da energia. Uma estratégia de aproveitamento da geração solar consorciada com a geração hidroelétrica permite antever um possível processo de aumento da renda de algumas das regiões mais pobres do país, como a Região Nordeste, com a promoção de uma economia socialmente justa e menos vulnerável aos efeitos do clima, reduzindo assim uma assimetria regional secular de inclusão social e econômica (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

O Brasil com sua extensa área territorial e localização permite a utilização em larga escala da energia solar, seja para o aproveitamento térmico ou pelo aproveitamento para o fornecimento de energia elétrica, conforme Atlas Brasileiro de Energia Solar 2017, a irradiação média anual no território brasileiro é considerável proporcionando a utilização em grandes empreendimentos, usinas fotovoltaicas, ou em instalações distribuídas, que com as normativas criadas pela ANEEL, em especial a REN 482, permitem uma remuneração ao gerador e uma complementação do sistema elétrico brasileiro.

Figura 4 – Irradiação Solar Global Horizontal no Brasil



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

Na Figura 4 indica que todos os estados possuem disponibilidade para o aproveitamento solar, as áreas com maior intensidade solar são as localizadas nos estados do nordeste brasileiro, contudo os estados do Sul também possuem esta

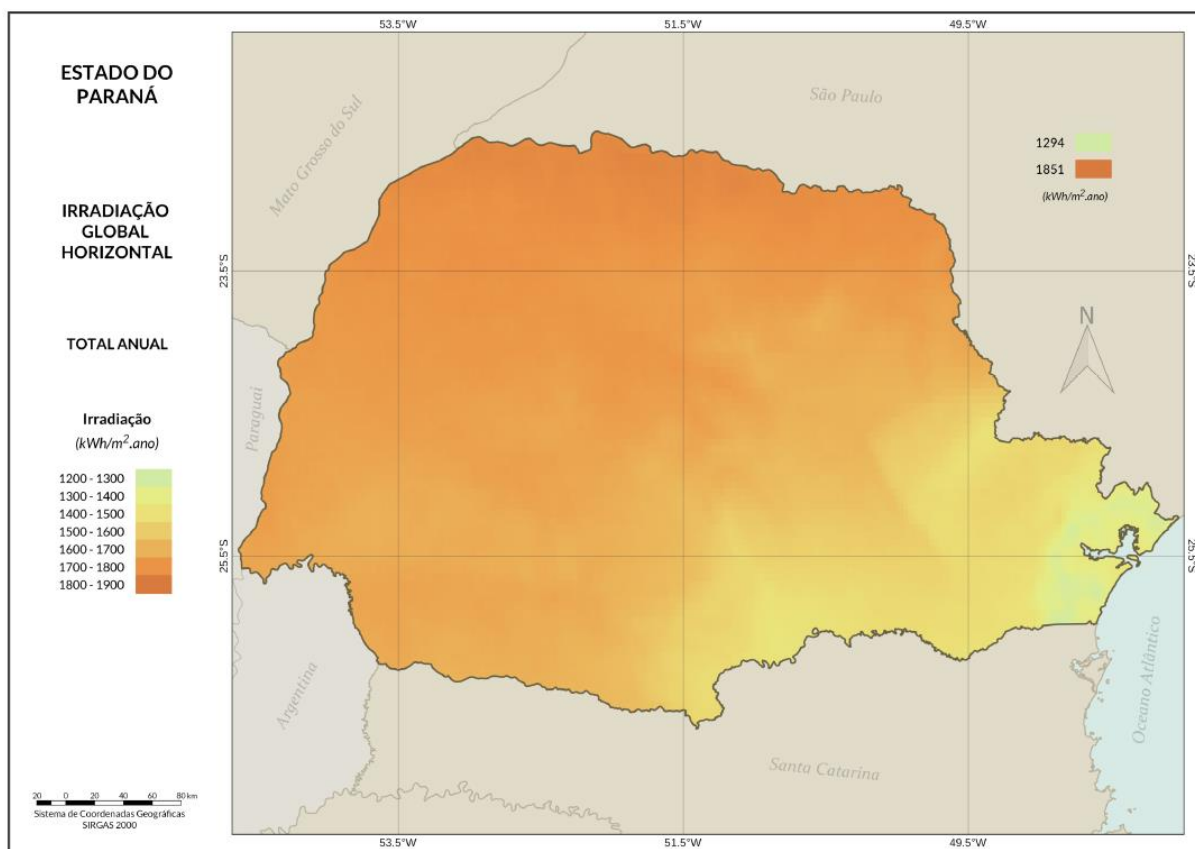


possibilidade, mesmo com uma irradiação menor em relação ao nordeste. Diversos países com um histórico maior de utilização da energia FV possuem índices menores de irradiação do que os estados da região sul do Brasil, como a Alemanha (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

### 2.3.2 Potencial de Geração do Paraná

Todo o estado do Paraná possui potencial para a geração fotovoltaica, em especial a região norte, onde os índices de irradiação são maiores em relação as demais regiões.

Figura 5 – Irradiação Global Horizontal anual no Paraná



Fonte : (TIEPOLO, PEREIRA, *et al.*, 2017)

Segundo (TIEPOLO, PEREIRA, *et al.*, 2017), no Paraná as maiores médias de irradiação global horizontal anuais encontra-se nas cidades de Itaguajé e Santa Inês, com 1.928 kWh/m<sup>2</sup>.ano, já a menor média é encontrada na cidade de Guaratuba com 1.441 kWh/m<sup>2</sup>.ano.

Comparando as médias anuais de irradiação e produtividade em todas as regiões do estado, a região noroeste é a que possui as maiores médias, já a região

metropolitana de Curitiba as menores. A Figura 6 indica a irradiação e produtividade em todos as regiões do estado, assim como os municípios com maior e menor médias anuais.

Figura 6 – Comparação das médias anuais de irradiação e produtividade nas regiões do Paraná.

Mesorregião	Média do Total Anual		Município	Média do Total Anual	
	Irradiação (kWh/m <sup>2</sup> .ano)	Produtividade (kWh/kWp.ano)		Irradiação (kWh/m <sup>2</sup> .ano)	Produtividade (kWh/kWp.ano)
NOROESTE	1.885	1.414	Diamante do Norte	1.919	1.439
			Francisco Alves	1.851	1.388
NORTE CENTRAL	1.876	1.407	Cafeara	1.928	1.446
			Cândido de Abreu	1.810	1.357
NORTE PIONEIRO	1.866	1.400	Sertaneja	1.908	1.431
			Figueira	1.811	1.358
CENTRO OCIDENTAL	1.856	1.392	Terra Boa	1.875	1.406
			Nova Cantu	1.834	1.376
OESTE	1.825	1.369	Formosa do Oeste	1.854	1.390
			Lindoeste	1.795	1.347
SUDOESTE	1.816	1.362	Bela Vista da Caroba	1.829	1.372
			Marmeleiro	1.800	1.350
CENTRO-SUL	1.783	1.337	Laranjal	1.843	1.382
			Inácio Martins	1.661	1.246
CENTRO ORIENTAL	1.752	1.314	Ortigueira	1.818	1.363
			Castro	1.661	1.246
SUDESTE	1.649	1.237	Ivaí	1.747	1.310
			Paulo Frontin	1.552	1.164
METROPOLITANA DE CURITIBA	1.565	1.174	Porto Amazonas	1.654	1.241
			Guaratuba	1.441	1.080

Fonte : (TIEPOLO, PEREIRA, *et al.*, 2017)

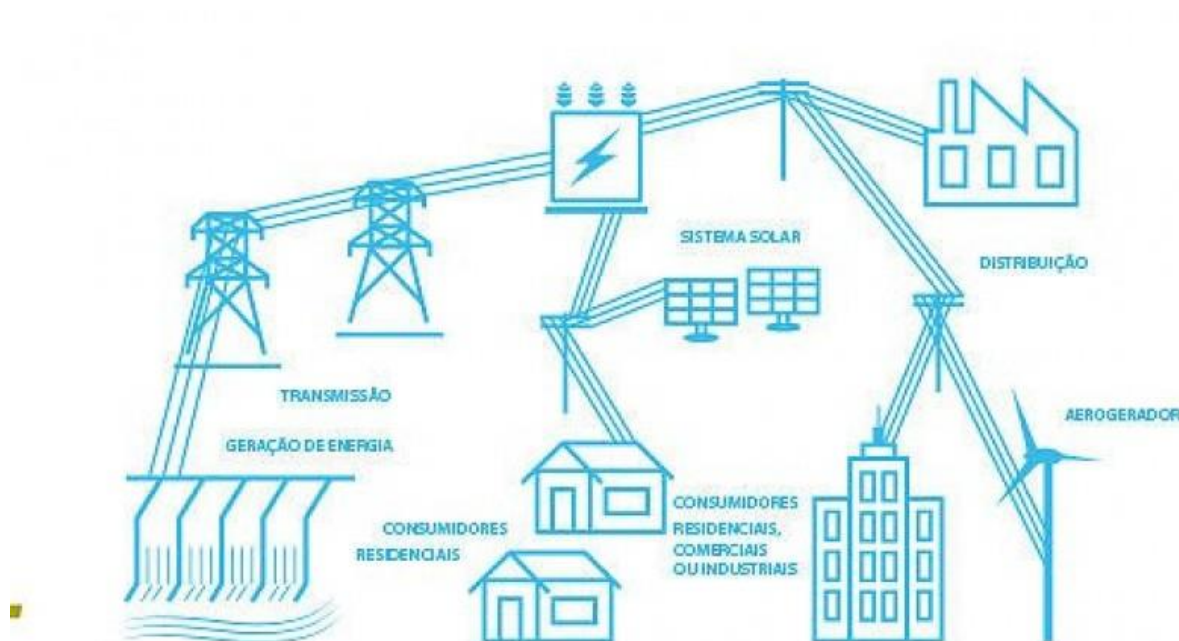
Considerando a larga utilização da energia FV em países europeus, onde uma boa parte possui uma irradiação solar é inferior ao apresentado pelo estado do Paraná, a utilização de projetos fotovoltaicos no Paraná torna-se viável.

## 2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica, como indicado na Figura 7.

De forma geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e a diversificação da matriz energética. (ANEEL, 2016)

Figura 7 - Geração Distribuída



Fonte: <http://www.enercons.com.br/produtos-e-servicos/consultoria-para-economia-na-fatura-de-energia-migracao-para-o-mercado-livre-e-geracao-distribuida/26/edital-para-arrendamento-de-cghs-p-geracao-distribuida>

Contudo, a utilização a aplicação da geração distribuída traz uma maior complexidade ao sistema elétrico de distribuição, necessitando a criação ou alteração de procedimentos já consolidados pelas concessionárias, assim como alterações no sistema de faturamento das instalações.

## 2.5 REGULAMENTAÇÕES PARA SISTEMAS FV NO BRASIL

### 2.5.1 PRODIST

Os procedimentos de distribuição, PRODIST, elaborados pela ANEEL fornecem um conjunto de normas, recomendações e procedimentos onde as concessionárias de energia elétrica e consumidores devem seguir para instalações de distribuição com atendimento em tensão menor que 230kV. Para instalações onde a conexão ao sistema elétrico é maior ou igual a 230kV, as normas a serem seguidas devem obedecer aos procedimentos de rede elaborados pelo ONS.

Para conexão de sistemas fotovoltaicos os módulos mais relevantes é o módulo 3 onde descreve os procedimentos para acesso aos sistemas de distribuição, módulo 4 onde são indicados os procedimentos operativos do sistema de distribuição e o módulo 8 onde são definidos os parâmetros de qualidade de energia elétrica.

### 2.5.2 REN 482

Com o início do crescimento das instalações no Brasil e com o objetivo de expandir a sua utilização, em 17 de Abril de 2012 entra em vigor a resolução normativa 482, criada pela ANEEL, que regulamenta a compensação de energia gerada através de fontes renováveis (hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada) entre consumidor e distribuidora de energia elétrica, criando regras para a conexão e disponibilizando compensação para a energia elétrica injetada no sistema.

O sistema de compensação de energia elétrica presente na normativa indica que toda energia injetada na rede pelo consumidor que possui geração é disponibilizada a distribuidora onde o mesmo está conectada de forma gratuita e posteriormente compensada sobre o consumo da instalação. Uma restrição a compensação nesta versão da normativa é da utilização dos créditos apenas em instalações que possuam o mesmo cadastro do gerador. Caso a geração for superior que o consumo nos meses posteriores os créditos disponibilizados pela distribuidora permanecem válidos por um período de 36 meses. Mesmo suprimindo toda a demanda do local da geração, o consumidor deve pagar no mínimo a concessionária o valor referente a demanda contratada ou o custo de disponibilidade do sistema, conforme grupo em que são classificados.

Esta resolução distingue pela potência instalada, grupos de geradores, onde instalações com potência até 100kW são caracterizados como micro geração e entre 100kW e 1MW são caracterizados como mini geração.

### 2.5.3 REN 687

Com entrada em vigor em 24 de novembro de 2015, a resolução normativa 687, atualiza a resolução normativa 482 em relação ao mercado de energia para mini e micro geradores, ampliando possibilidades no setor energético renovável.

Os pontos relevantes desta atualização são:

- Redução do processo burocrático para a instalação de novas centrais geradoras junto as concessionárias de energia elétrica, de 82 dias para 34;
- Ajuste no limite da potência instalada para sistemas de minigeração, alterando de 1MW para 5MW;

- Possibilidade de inclusão de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras possuírem sistemas geradores e a energia gerada ser dividida entre os condôminos com responsabilidade do condomínio;
- Consumidores que possuem CPF ou CNPJ distintos, abastecidos pela mesma concessionária distribuidora, podem fazer do uso de geração compartilhada (em locais distintos inclusive), desde que associados por meio de cooperativa ou consórcio;
- Disponibilidade do uso dos créditos de geração para locais distintos com proprietários de mesmo CPF ou CNPJ;
- Aumento dos prazos de compensação dos créditos de 36 meses para 60 meses;

As resoluções normativas são atualizadas a cada 4 anos e a cada atualização há aperfeiçoamentos para sistema de geração FV no país, trazendo agilidade, menores custos e maiores possibilidades para o setor.

#### 2.5.4 NTC 905200

Conforme previsto na resolução ANEEL nº 482/2012, em fevereiro de 2014 foi criada a norma técnica COPEL número 905200, onde são indicados os requisitos mínimos para acesso de geradores de energia elétrica (hidráulica, solar, eólica, biomassa, entre outras) através de unidades consumidoras que optem pelo sistema de compensação de energia elétrica, mini e micro geradores.

Esta norma é baseada nas resoluções ANEEL utilizando a metodologia aplicada pela COPEL em suas instalações elétricas.

A solicitação de acesso ocorre de forma eletrônica, via formulários, e possui solicitações diferentes conforme a potência de geração elétrica, uma vez que quanto maior a potência da geração, maior o impacto na rede de distribuição existente. Essas categorias são:

- Microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10kW;
- Microgeração distribuída com potência superior a 10kW;
- Minigeração - Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, nos

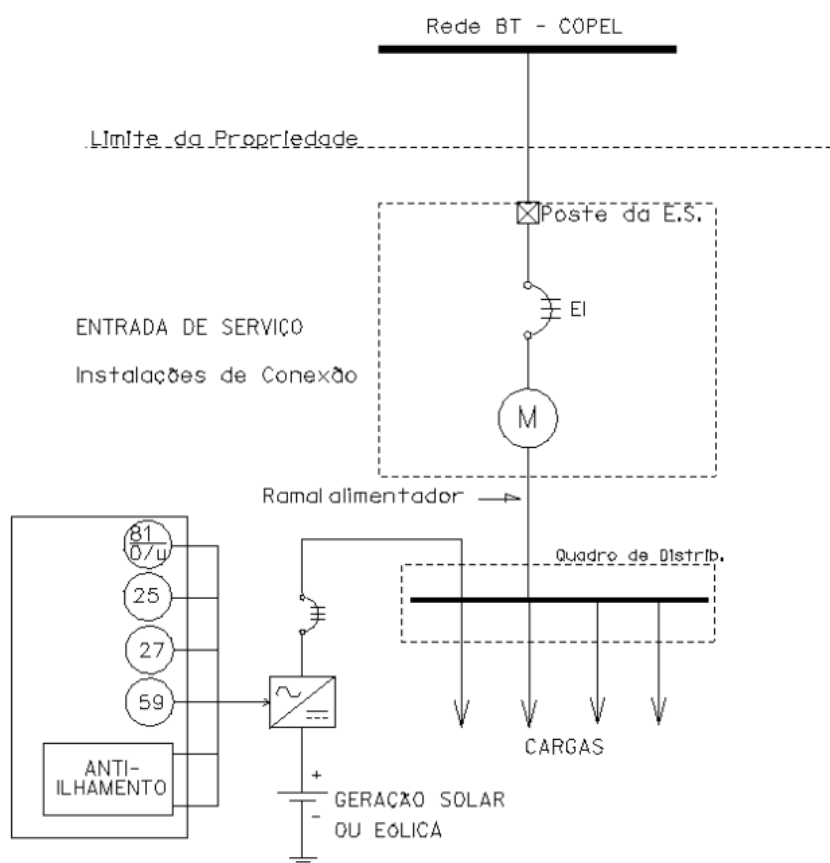
termos da Resolução ANEEL No 235/2006, ou demais fontes renováveis, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (DISTRIBUIÇÃO, 2014);

Para facilitar o entendimento ao cliente, nesta NTC são disponibilizados esquema típicos de diagramas unifilares e detalhes construtivos mínimos das instalações.

#### 2.5.4.1 Microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10kW

Nesta categoria é exigido a apresentação da ART do responsável técnico da instalação, diagrama unifilar, indicação do tipo de geração, memorial descritivo da instalação, dados da instalação atual e potência instalada da geração, o diagrama unifilar típico é representado na Figura 8.

**Figura 8 – Diagrama Unifilar Típico Microgeração**



Fonte: NTC 905200

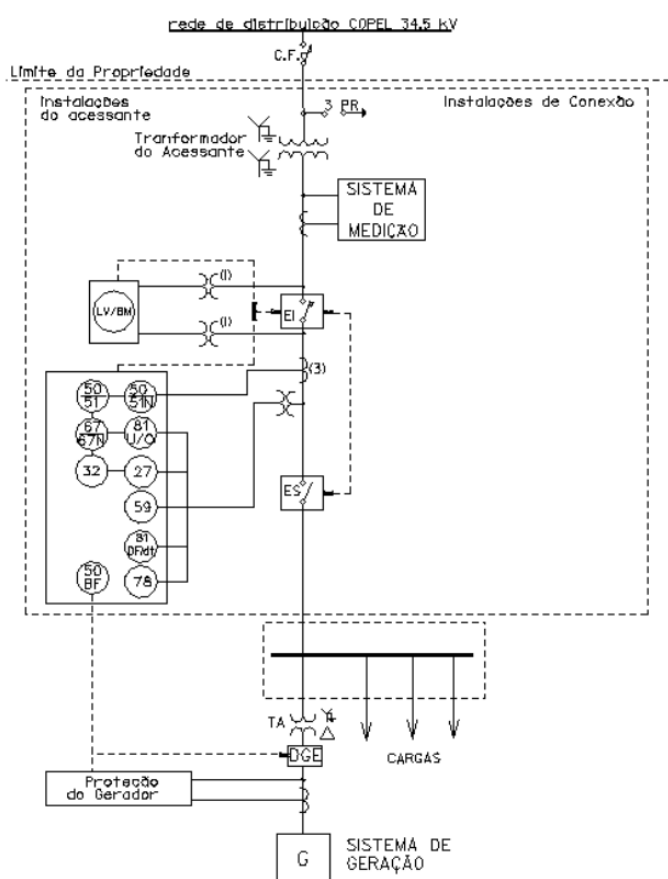
#### 2.5.4.2 Microgeração distribuída com potência superior a 10kW

Além das informações necessárias para a Microgeração igual ou inferior a 10kW, é necessária a apresentação de um diagrama de blocos do sistema de geração, carga e proteção, além do registro da futura central geradora junto a ANEEL.

#### 2.5.4.3 Minigeração

Para esta categoria, é necessário a apresentação do estudo de curto circuito, coordenação e ilhamento além dos parâmetros de ajustes para as proteções indicadas pelo estudo do sistema de geração, o diagrama unifilar típico é representado na Figura 9.

Figura 9 – Diagrama Unifilar Típico Mini Geração



Fonte: NTC 905200

## 2.6 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Becquerel em 1839, quando observou que ao iluminar uma solução ácida surgia uma diferença de potencial entre os eletrodos imersos nessa solução. (PINHO e GALDINO, 2014)

Basicamente o efeito fotovoltaico ocorre quando fótons atingem um semicondutor e são absorvidos, esta energia é transferida para um elétron e em um átomo do semicondutor. Nesta transferência de energia o elétron é capaz de se deslocar possibilitando a ocorrência de uma corrente elétrica.

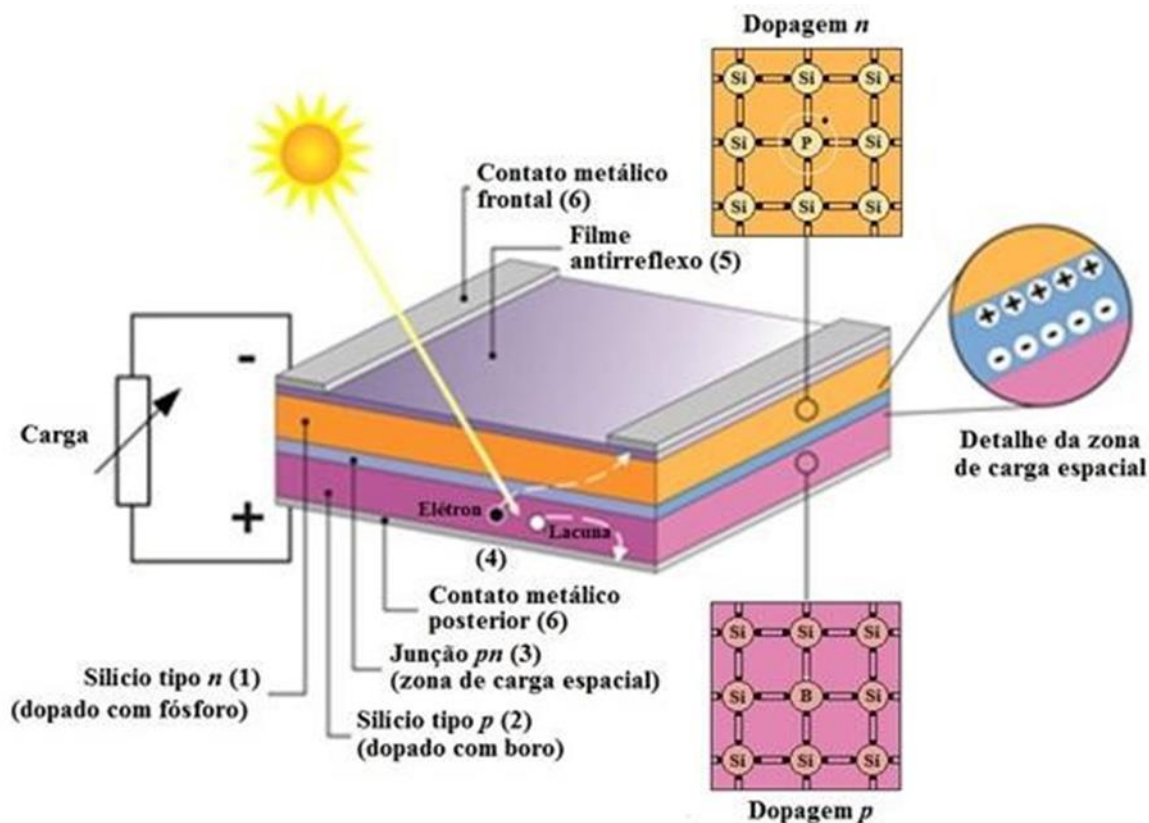
Materiais semicondutores se caracterizam por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução “vazia” (sem elétrons) na temperatura do zero absoluto (0 K). Assim sendo, um semicondutor comporta-se como um isolante a 0 K.

Em função da existência de bandas de energia, uma característica importante dos semicondutores é o aumento da condutividade com a temperatura, proporcionado pela excitação térmica de elétrons da banda de valência para a banda de condução, deixando na banda de valência as lacunas, as quais constituem portadores de carga positiva, cuja mobilidade, todavia, é cerca de um terço da dos elétrons na banda de condução.

Como indicado na Figura 10, elétrons e lacunas foto gerados podem mover-se dentro do material e aumentam sua condutividade elétrica, o que é denominado de efeito fotocondutivo. Este efeito é aproveitado para fabricação de componentes eletrônicos denominados fotocélulas ou fotorresistores, no qual a resistência elétrica varia em função da luminosidade incidente. Contudo, para o aproveitamento de corrente e tensão elétricas é necessário aplicar um campo elétrico, a fim de separar os portadores, o que se consegue através da chamada junção PN. (PINHO e GALDINO, 2014)



Figura 10 – Célula Fotovoltaica



Fonte: <http://sun7energiasolar.com.br/celula-fotovoltaica/>

Após diversos estudos, em 1950 foram fabricados nos Laboratórios Bell, Estados Unidos, as primeiras células fotovoltaicas baseadas no material semicondutor silício cristalino, com uma eficiência energética de 6%.

A Figura 11 resume o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no mundo.

Figura 11 – Desenvolvimento Energia Solar FV



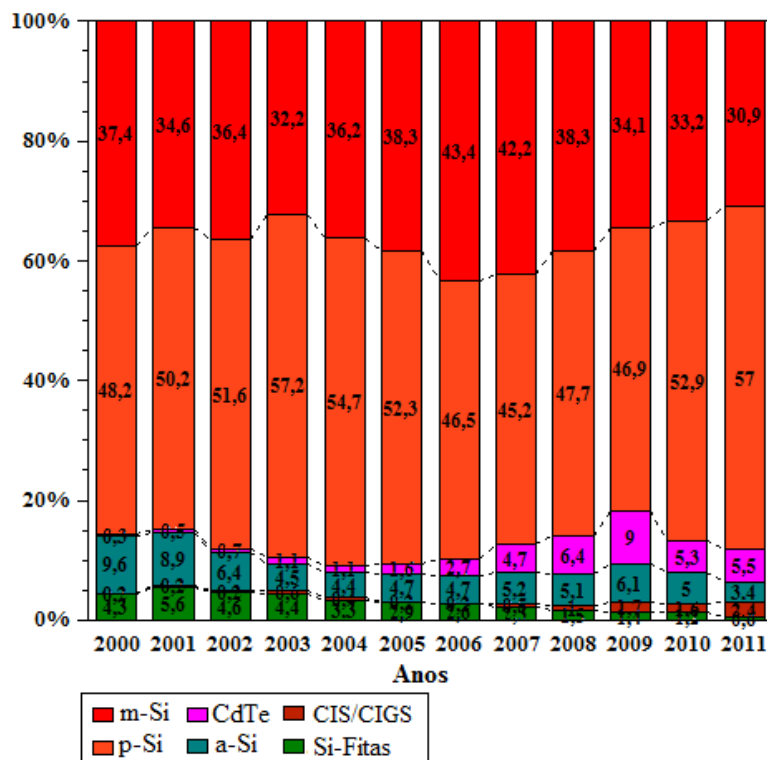
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

### 2.6.1 Tecnologias Existentes

Diversas tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas foram desenvolvidas nos últimos 60 anos e as células fotovoltaicas fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino (monocristalino ou policristalino) dominam o mercado mundial atualmente,

correspondendo a 87,9% em 2011 (PINHO e GALDINO, 2014). A Figura 12 indica a predominância das células de lâminas de silício em relação as demais tecnologias.

Figura 12 – Tecnologias Células Fotovoltaicas



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Outras tecnologias já são presentes no mercado, mas devido a seu alto valor econômico, sua utilização ainda é reduzida. Destas tecnologias podemos citar as baseadas em filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS), silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), silício microcristalino ( $\mu\text{c-Si}$ ) e silício crescido em fitas (Si-fitas). Há o desenvolvimento de novas tecnologias utilizando células fotovoltaicas multijunção de alta eficiência, células baseadas em corantes (DSSC – *Dye Sensitized Solar Cells*) ou polímeros. A Figura 13 indica os tipos de tecnologias e suas respectivas eficiências.

Cada tipo de material e tecnologia fornece uma eficiência ao sistema, considerando o silício que, atualmente é o material mais utilizado na produção de células fotovoltaicas, a eficiência máxima em laboratório é de 25% (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 13 – Tipos Células Fotovoltaicas

Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	25,0 ± 0,5
	Policristalino	20,4 ± 0,5
	Filmes finos transferidos <sup>4</sup>	20,1 ± 0,4
Compostos III A-VA (ou 13-15)	GaAs (filme fino)	28,8 ± 0,9
	GaAs (policristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	22,1 ± 0,7
Calcogênios Compostos II B-VI A (ou 12-16)	CIGS (CuIn <sub>x</sub> Ga <sub>(1-x)</sub> Se <sub>2</sub> ) (filme fino)	19,6 ± 0,6
	CdTe (filme fino)	18,3 ± 0,5
Silício amorfo / nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	10,1 ± 0,3
	Nanocristalino (nc-Si)	10,1 ± 0,2
Células Sensibilizadas por Corantes (DSSC)		11,9 ± 0,4
Células Orgânicas (filme fino)		10,7 ± 0,3
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,7 ± 1,2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4 ± 0,4

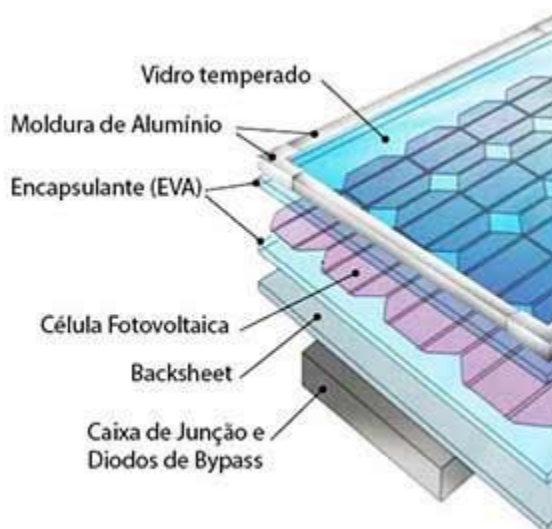
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

## 2.6.2 Componentes Básicos

### 2.6.2.1 Painéis Fotovoltaicos

São associações de células fotovoltaicas conectadas em arranjos para o fornecimento da potência requerida para o consumidor. Além da potência requerida ao consumidor, os arranjos devem ser capazes de prover corretamente, tensão e corrente para o controlador de carga, banco de baterias e inversor, atendendo as características de projeto de cada um dos componentes (tensão máxima, corrente máxima, tensão barramento e etc.), seus componentes podem ser observados na Figura 14.

Figura 14 – Módulo Fotovoltaico



Fonte: <https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-o-painel-solar-fotovoltaico.html>

Em plantas de geração fotovoltaica, os módulos são dispostos em arranjos. Utilizando o arranjo série, as tensões individuais dos módulos são somadas, permitindo o correto uso do controlador de carga e baterias. Já o arranjo paralelo, as tensões são mantidas e a corrente de cada módulo ou conjunto são somadas. Dependendo da topologia do sistema utilizado, são utilizados arranjos série/paralelo buscando o melhor aproveitamento para a geração.

Figura 15 - Módulos Fotovoltaicos

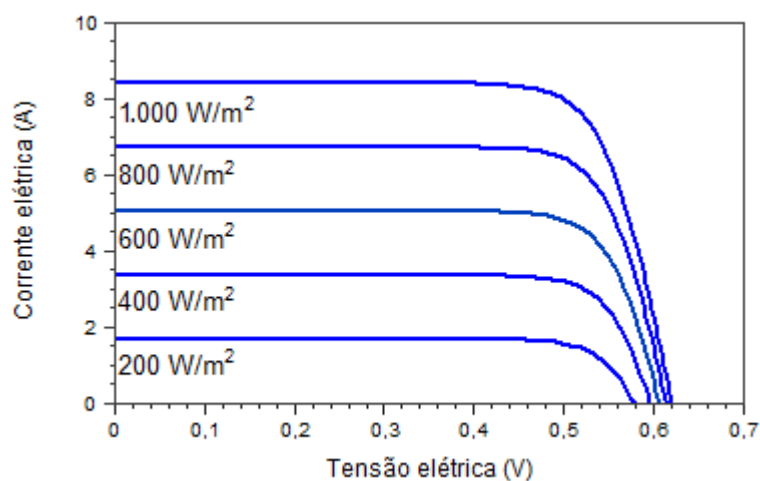


Fonte: <https://www.portal-energia.com/vantagens-desvantagens-diferencas-dos-paineis-solares-fotovoltaicos/>

Diversos fatores afetam as características dos módulos, alterando o desempenho dos mesmos, desta forma no projeto as características ambientais devem ser observadas para que não haja um mal dimensionamento do sistema. Os principais fatores são:

- Irradiância solar – A corrente gerada pelo módulo é proporcional a irradiância absorvida pelo mesmo, conforme Figura 16 podemos observar a variação de tensão e corrente.

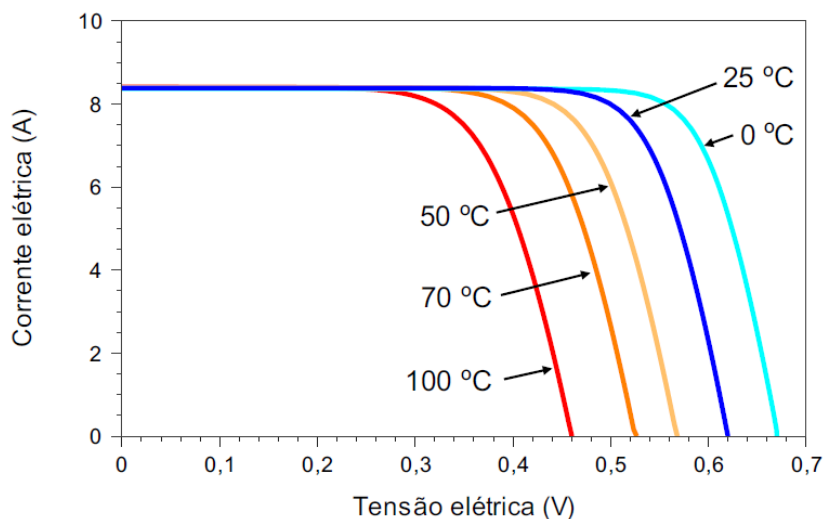
Figura 16 – Variação da Tensão e Corrente pela Irradiância



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

- Temperatura – Como indicado na Figura 17, com o aumento da temperatura há um acréscimo na queda de tensão nos módulos prejudicando o sistema.

Figura 17 – Variação da Tensão e Corrente pela Temperatura



Fonte : (PINHO e GALDINO, 2014)

A Figura 18 exemplifica as características básicas fornecidas pelos fabricantes para a utilização dos módulos FV.

Figura 18 - Módulo Kiocera KC130TM Silício Policristalino



#### ■ Specifications

■ Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)	
Maximum Power (Pmax)	130W (+10%/ -5%)
Maximum Power Voltage (Vmpp)	17.6V
Maximum Power Current (Impp)	7.39A
Open Circuit Voltage (Voc)	21.9V
Short Circuit Current (Isc)	8.02A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of Voc	-8.21×10 <sup>-2</sup> V/°C
Temperature Coefficient of Isc	3.18×10 <sup>-3</sup> A/°C
<small>*STC : Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, AM1.5 spectrum, module temperature 25°C</small>	
■ Electrical Performance at 800W/m <sup>2</sup> , NOCT, AM1.5	
Maximum Power (Pmax)	92W
Maximum Power Voltage (Vmpp)	15.5V
Maximum Power Current (Impp)	5.94A
Open Circuit Voltage (Voc)	19.9V
Short Circuit Current (Isc)	6.47A

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) : 47°C

■ Cells	
Number per Module	36
■ Module Characteristics	
Length × Width × Depth	1425mm(56.1in)×652mm(25.7in)×58mm(2.3in)
Weight	11.9kg(26.8lbs.)
■ Junction Box Characteristics	
Length × Width × Depth	170.6mm(6.7in)×191.6mm(7.5in)×51.5mm(2.0in)
IP Code	IP65
■ Reduction of Efficiency under Low Irradiance	
Reduction	4.3%

Reduction of efficiency from an irradiance of 1000W/m<sup>2</sup> to 200W/m<sup>2</sup> (module temperature 25°C)

Fonte: <https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/KC130TM.pdf>

### 2.6.2.2 Inversores

Inversores são dispositivos que realizam a conversão de energia elétrica CC em CA, conforme características da carga a ser conectada (tensão, frequência e potência).

Figura 19 – Inversor CC-CA



Fonte: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/todos-os-produtos/inversor/fronius-symo/fronius-symo-3-0-3-m>

Em sistemas FV há dois tipos de inversores os destinados a conexão à rede (SFCCR) e os destinados para sistemas isolados (SFI). O princípio de funcionamento destes equipamentos é o mesmo, o que os diferencia é que os conectados à rede devem atender as características da rede a ela conectada (distribuidora), fornecendo qualidade e segurança, onde na falta de alimentação CA o sistema é desligado, não permitindo o “ilhamento”, garantindo segurança a manutenção da distribuidora e proteção ao equipamento (projeto não contempla o atendimento de uma grande quantidade de cargas), desta forma quando da falta da distribuidora o sistema FV não provém energia ao consumidor.



Quanto a classificação, os inversores podem ser distintos em:

- **Inversores Centrais**– inversores trifásicos de grande porte, com potência numa faixa que vai de centenas de kWp até MWp, utilizados em Usinas Fotovoltaicas (UFVs);
- **Inversores Multistring** – inversores trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas independentes com SPPMs para conexão de *strings* (fileiras) de módulos. São adequados a instalações urbanas (telhados, fachadas) nas quais cada *string* pode estar submetida a diferentes condições de irradiância e/ou sombreamento. Tem potência na faixa de dezenas de kWp;
- **Inversores de String** – inversores monofásicos dotados de apenas uma entrada SPPM, adequados a instalações de microgeração (até 10kWp);
- **Módulo CA** – módulo fotovoltaico associado a um micro inversor.

Estes equipamentos possuem, em sua maioria, buscadores de máxima potência, que a partir de valores de tensão pré-determinados obtém o melhor aproveitamento da geração.

As eficiências totais destes inversores para conexão à rede podem atingir valores de 98% para circuitos sem transformador e 94% para inversores com transformador.

Outra classificação dos inversores é a presença ou não de transformadores de acoplamento, que podem ser de alta frequência (kHz) e baixa frequência (60Hz). Transformadores de alta frequência tem menores perdas e menores dimensões, porem custo mais elevado.

Na Figura 20 são listadas as características dos inversores com e sem transformadores

Figura 20 – Tipos de Inversores

Com transformador	Sem transformador
<ul style="list-style-type: none"> <li>- maior peso e volume</li> <li>- maiores perdas (perdas magnéticas e ôhmicas) o que resulta em menor eficiência</li> <li>- permite que o painel fotovoltaico opere numa tensão mais baixa</li> <li>- menor interferência eletromagnética</li> <li>- os circuitos c.c. e c.a são isolados</li> <li>- menores requisitos de proteção</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- menor peso e volume</li> <li>- maior eficiência, principalmente se não possuir estágio de conversão c.c.-c.c. (para isso tem que operar com tensão do gerador fotovoltaico superior à tensão de pico da rede)</li> <li>- maior interferência eletromagnética</li> <li>- pode ser necessária a instalação de dispositivos de proteção adicionais (disposto diferencial-residual, disjuntor de corrente direcional etc.), conforme a regulamentação local, devido à falta de isolamento entre os circuitos c.c. e c.a.</li> </ul>

Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

No Brasil o inversor para conexão à rede deve atender à norma ABNT NBR 16149:2013, que estabelece parâmetros como: faixas de variação de tensão e frequência, THD, proteção contra ilhamento, fator de potência e demais características.

Em sua maioria, os fabricantes de inversores para conexão à rede existentes no mercado possuem incorporadas funções de monitoração e aquisição de dados, de forma a disponibilizar ao usuário o acompanhamento da geração.

### 2.6.2.3 Dispositivos De Proteção/Manobra e Conexão

Sistemas Fotovoltaicos devem possuir dispositivos de manobra e proteção para a garantia da melhor qualidade de fornecimento de energia com a maior segurança ao consumidor e sua manutenção.

Figura 21 - Mini Disjuntor



Fonte: <http://www.weg.net/>

Para a proteção dos condutores que realizam a conexão entre equipamentos e disponibilizar a manobra dos componentes caso necessário para manutenção, são utilizados mini disjuntores (Figura 21), fusíveis, chaves seccionadoras e dispositivos de surtos atmosféricos (Figura 22), dimensionados conforme os valores de tensão e corrente da planta FV.

Figura 22 - Supressor de Surto Atmosférico



Fonte: <http://www.clamper.com.br/>

Outro componente obrigatório na instalação é a presença de aterramento que, conectado aos equipamentos, disponibiliza proteção ao choque elétrico e fornece a referência de terra aos dispositivos eletrônicos.

#### 2.6.2.4 Medidores

Medidores em sistemas conectados são em sua maioria bidirecionais (Brasil), mas em países onde as tarifas de geração e consumo são distintas, são utilizados dois medidores (um para cada aplicação).

Características mínimas dos medidores:

- O medidor deve medir e registrar a energia ativa em ambos os sentidos de fluxo totalizando-a em diferentes totalizadores;
- O medidor polifásico deve medir e registrar as energias ativa e reativa;
- O medidor deve apresentar no mostrador somente a energia ativa em kWh;
- No medidor polifásico, o registro da energia reativa deve estar acessível na saída serial unidirecional;
- O cálculo da energia ativa deve ser a soma algébrica da energia medida por fase;
- O cálculo e registro da energia, não deve considerar a contribuição proveniente das frequências harmônicas;

- O teste dos segmentos do mostrador deve ser apresentado somente no momento da energização do medidor, com tempo mínimo de 3 segundos;
- No medidor polifásico é desejável indicação de tensão nas fases;
- No medidor polifásico é desejável indicação de sequência de fases.

Figura 23 - Medidor Bidirecional



Fonte: <https://www.portalsolar.com.br/fornecedores/empresas-de-energia-solar/parana/araucaria/energia-solar-araucaria>

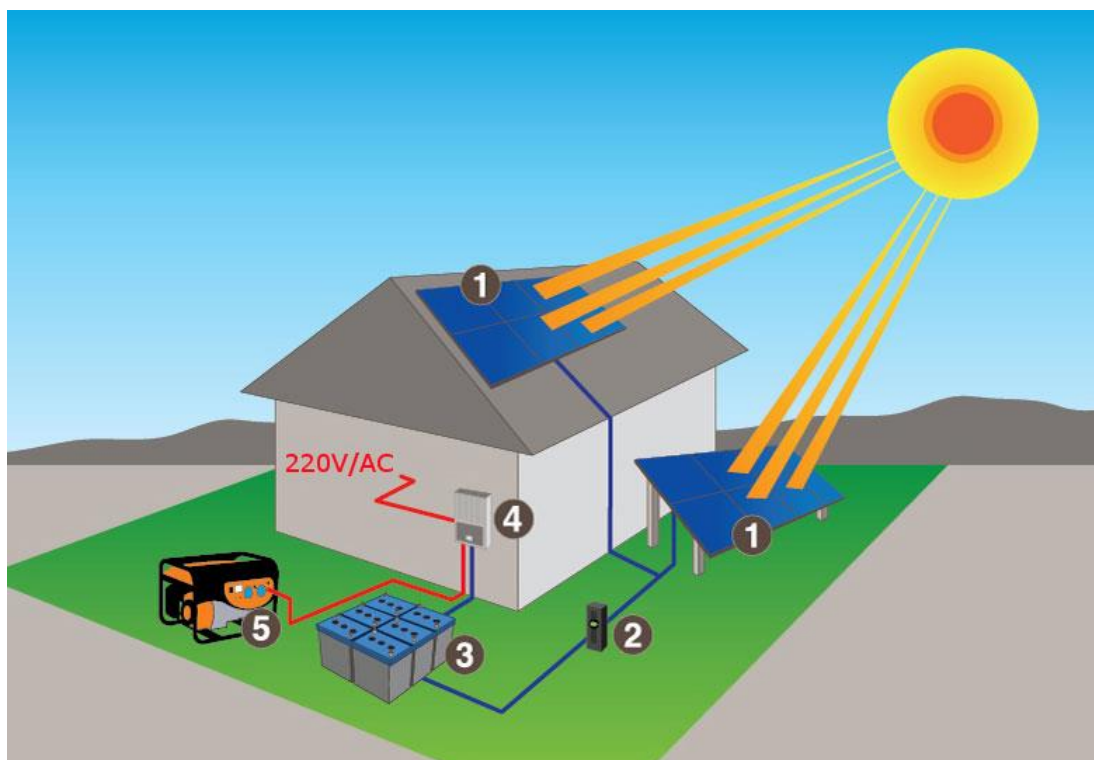
Para instalação dos medidores, os mesmos devem possuir aprovação junto ao INMETRO e a concessionária local.

### 2.6.3 Sistemas Isolados a Rede

Sistemas Fotovoltaicos Isolados podem ser realizados de duas formas, para alimentação individual ou em mini redes. A alimentação individual é realizada para o atendimento de uma única unidade consumidora, já mini redes a geração é destinada para pequenos grupos de consumidores próximos do ponto de geração.

Como indicado na Figura 24, os elementos básicos deste sistema são os painéis fotovoltaicos, controlador de carga, acumuladores (Baterias), inversores e dispositivos de proteção/manobra.

Figura 24 - Sistemas Isolados



Fonte: <http://www.radiawatt.com.br/services-isolados.html>

Em 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a resolução número 493/2012 que estabelece os procedimentos e condições de fornecimento para sistemas de baixo porte isolados, onde são enquadradas as disponibilidades mensais de energia elétrica, conforme Figura 25.

Figura 25 - Disponibilidade de Energia Elétrica (2012)

Disponibilidade mensal garantida (kWh/mês/UC)	Consumo diário de referência (Wh/dia/UC)	Potência mínima do inversor (W/UC)	Autonomia mínima da bateria (horas)
13	435	250	48
20	670	250	
30	1.000	500	
45	1.500	700	
60	2.000	1.000	
80	2.650	1.250	

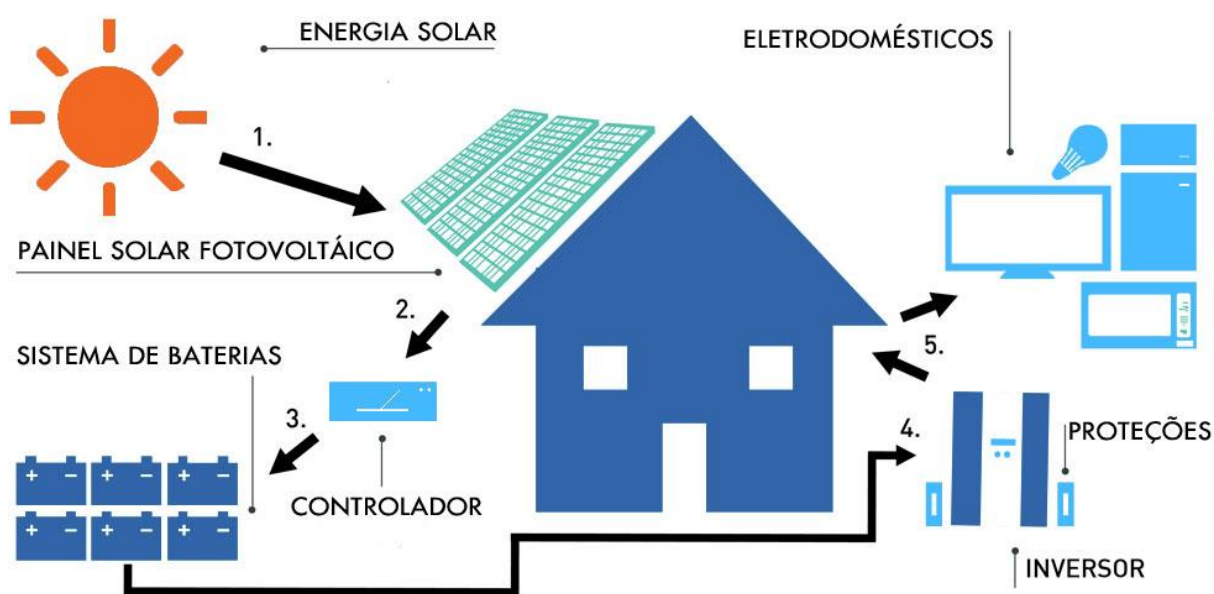
Fonte: <http://www.radiawatt.com.br/services-isolados.html>

Caso necessário, as distribuidoras de energia elétrica podem disponibilizar sistemas maiores que 80 kWh/Mês, mas conforme esta normativa será assegurada ao consumidor o mínimo de 80kWh/Mês. A solicitação de acréscimo de carga isolada a distribuidora pode ser realizada após um ano na disponibilidade inicialmente contratada ou acrescida.

#### 2.6.4 Sistemas Isolados Individuais

Neste sistema a geração é destinada apenas para um consumidor, permitindo a disponibilidade elétrica mediante a disponibilidade solar (apenas durante o dia) ou com a utilização de acumuladores, provendo disponibilidade elétrica durante a noite limitado pela capacidade instalada dos acumuladores, exemplificado na Figura 26.

Figura 26 - Sistemas Isolados Individuais



Fonte: <http://www.radiawatt.com.br/services-isolados.html>

#### 2.6.5 Sistemas Isolados em Mini Redes

Este sistema utiliza o mesmo princípio do sistema isolado individual, com a diferença de que ao invés da geração atender apenas um consumidor, é realizado o fornecimento de energia em consumidores próximos. Assim como no fornecimento individual a totalidade de cargas deve ser reduzida pois a cada carga imposta, será necessário um aumento na geração.

Devido ao alto custo deste sistema, o grande limitante do sistema isolado é que as cargas devem ser limitadas, uma vez que os acumuladores devem suprir as cargas a eles conectados (alto custo de manutenção e fornecimento).

#### 2.6.6 Sistemas conectados à rede – SFCR

Sistemas conectados à rede possuem o mesmo princípio de funcionamento dos isolados com a diferença da não utilização de bancos de baterias e controladores de carga, Figura 27. Neste sistema a energia gerada em CC pelos módulos FV é convertida em CA via inversores e conectados ao sistema CA do consumidor, onde a energia não utilizada durante a geração é fornecida a concessionária de energia a ela conectada e posteriormente compensada ao gerador.

Figura 27 - Sistema Conectado à rede

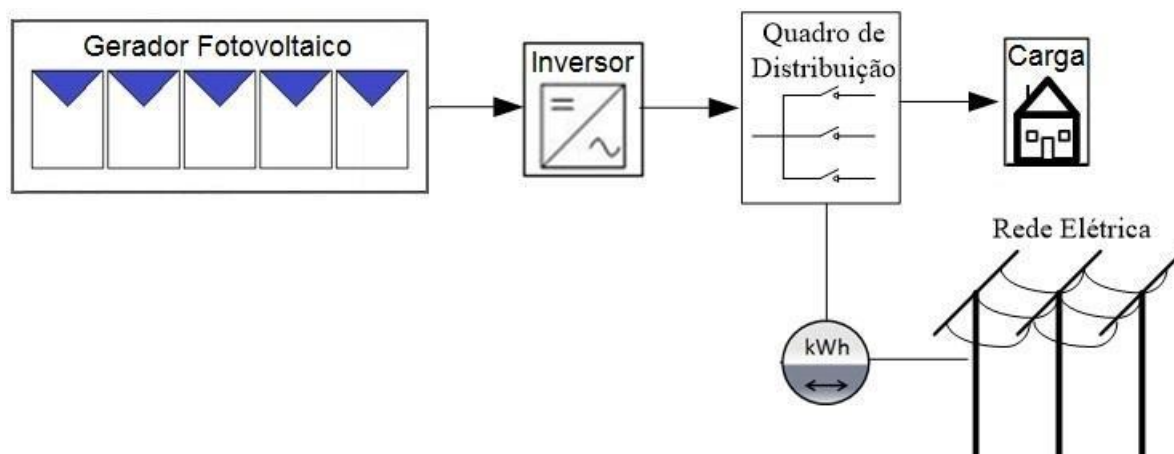


Fonte: <http://solarstrom.com.br/empresa/>

Podemos separar a geração conectada à rede em dois tipos, concentrada e distribuída, onde são classificadas pela normativa ANEEL 486/2015 como:

- Micro Geração Distribuída – Geração Abaixo de 75kW;
- Mini Geração Distribuída – Geração entre 75kW e 5MW.

Figura 28 – Esquema Simplificado SVCR Distribuída

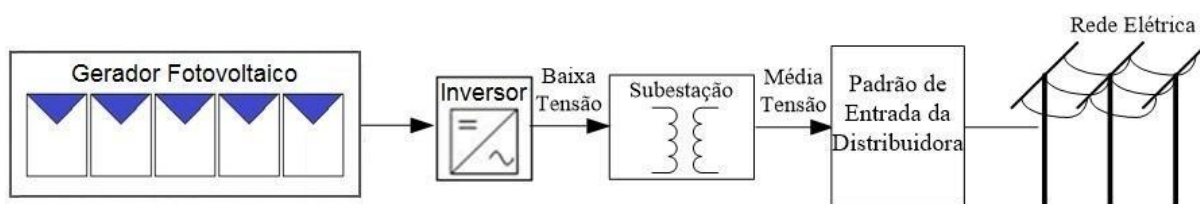


Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Nesta categoria de geração, representada na Figura 28, a energia gerada aproveita a própria estrutura da edificação, reduzindo custos e possibilitando o consumo local da energia gerada, reduzindo custos de distribuição e transmissão por parte das distribuidoras de energia elétrica.

Além da geração individual, os SVCR podem ser do tipo de usinas fotovoltaicas, representadas na Figura 29, que são instalações elétricas exclusivas, podendo atingir potências elevadas de geração. Essas instalações são utilizadas por produtores independentes ou para a conexão direta a rede, atendendo os critérios da ANEEL.

Figura 29 - Esquema Simplificado SVCR Concentrada



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

A primeira UFV implantada no Brasil foi um empreendimento privado, da empresa MPX, localizado no município de Tauá-CE, a cerca de 360 km de Fortaleza. A UFV Tauá tem potência instalada de 1,0 MWp, em 4.680 módulos de p-Si de 215Wp, conta com 9 inversores de 100kWp e injeta a energia na rede de 13,8 kV da Coelce (Companhia Energética do Ceará) (PINHO e GALDINO, 2014).



### 3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

#### 3.1 LOCALIZAÇÃO/DESCRIÇÃO DO EMPREENDIMENTO

Situado na Rua Conselheiro Laurindo número 1138 o edifício *7th Avenue Live and Work* é um dos maiores prédios de Curitiba com 117 metros de altura (Torre Oxford). O empreendimento múltiplo uso possui apartamentos residenciais, *studios*, conjuntos *office* e galeria comercial.

Figura 30 – 7TH Avenue Live and Work



Fonte: (INCORPORADORA, 2016)

### 3.1.1 Características do empreendimento

O edifício possui as seguintes características (INCORPORADORA, 2016):

- 3 Torres:
  1. Oxford – Espaço Residencial;
    - 39 pavimentos;
    - 565 unidades;
  2. Chelsea – Espaço *Office*;
    - 20 pavimentos;
    - 120 unidades;
  3. Trinity – Espaço Cooperativo;
    - 28 Conjuntos;
    - 10 Pavimentos;
- Conclusão da obra – 2015
- Área Construída - 73.753,76 m<sup>2</sup>

Figura 31 – 7Th Avenue Live and Work Disposição Torres



Fonte: (INCORPORADORA, 2016)

A torre corporativa do 7th Avenue Live & Work foi desenvolvida desde o início com o objetivo de garantir a certificação LEED (Leadership in Energy and Environmental Design), que atribui o título de Green Building e mede o desempenho ambiental, construtivo e de manutenção de edifícios. Para conquistar este título de “Edifício Verde”, o Grupo Thá contratou uma empresa especializada no assunto,

creditada pelo USGB (U.S. Green Building Council), que realizou vistorias quinzenais durante toda a obra, a fim de adequar as práticas construtivas à obtenção da pré-certificação.

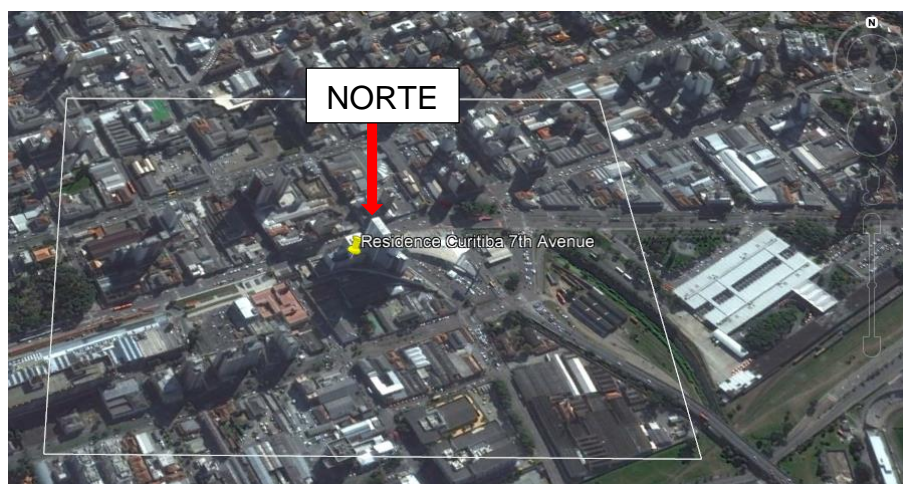
Com base nos padrões das certificações, vários pontos são observados, como o consumo de energia, níveis de insolação, cores dos edifícios, janelas que exigem menos luz artificial, dentre outros. São detalhes que garantem o conforto, a qualidade de vida e a conservação do meio ambiente. Além disso, as certificações incentivam a busca por fornecedores que estejam próximos à obra. Isso ajuda a desenvolver toda a região em que o prédio está inserido e diminuir gastos com transporte, combustível e poluição. (INCORPORADORA, 2016)

#### 3.1.1.1 Localização

Latitude: 25.436525 Sul

Longitude: 49.262554 Oeste

Figura 32 – Localização Empreendimento



### 3.2 CRITÉRIOS ESCOLHIDO PARA DIMENSIONAMENTO

Para o dimensionamento do projeto serão verificados alguns fatores relevantes no empreendimento buscando o maior aproveitamento sem alterar as características construtivas (aparência) do mesmo, agregando as vantagens da utilização da energia FV com a estética do condomínio.

### 3.2.1 DADOS DE CONSUMO DO LOCAL

Devido a potência instalada, acima de 76kW, o condomínio possui atendimento na Alta Tensão, ou seja, atendimento em 13.800V, classificado como grupo “A”.

Dentro das modalidades tarifárias, este consumidor está enquadrado na modalidade “Verde”.

A tarifação verde é caracterizada pela aplicação de tarifas distintas para o consumo ativo (em kWh) nos horários sazonais, de fora de ponta (HFP) e ponta (HP), levando-se em consideração, também, os períodos do ano. Além disso, esses consumidores pagam pelo consumo reativo (kVArh) excedente ao permitido pela concessionária, (já que, atualmente, a razão entre consumo ativo e consumo aparente de potência está em 0,92), sem levar em conta os horários sazonais. Lembrando que, nessa modalidade, é cobrado o valor de ultrapassagem de demanda quando a faturada é superior a 5% do valor da demanda contratada. (SANTANA, 2017)

O condomínio possui os seguintes dados de consumo, conforme fatura no Anexo 1.

**Tabela 1 – Consumo do Condomínio**

DESCRIÇÃO	GRANDEZAS FATURADAS	VALOR UNITÁRIO	VALOR TOTAL
<b>CONSUMO PONTA</b>	<b>3256 kWh</b>	1,777961	<b>R\$ 5.789,04</b>
<b>CONSUMO FORA DE PONTA</b>	<b>27990 kWh</b>	0,421727	<b>R\$ 11.804,14</b>
<b>DEMANDA</b>	<b>91,58 kW</b>	21,469535	<b>R\$ 1.966,18</b>
<b>ULTRAPASSAGEM DEMANDA</b>	<b>16,58 kW</b>	42,939083	<b>R\$ 711,93</b>
<b>BANDEIRA AMARELA</b>			<b>R\$ 45,67</b>
<b>ILUMINAÇÃO PÚBLICA</b>			<b>R\$ 85,86</b>
<b>TOTAL COM IMPOSTOS</b>			<b>R\$ 20.402,82</b>
<b>DEMANDA CONTRATADA</b>			<b>75KW</b>

Conforme REN 687, a *potência instalada da microgeração e da minigeração* distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução

Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010 (ANEEL, 2015), desta forma, o empreendimento em estudo será limitado a uma geração máxima com potência de 75kW.

No projeto será considerada apenas o consumo do período fora de ponta, onde é compreendido o período de geração. Este período conforme (COPEL, 2018) é o intervalo de tempo que não o de três horas consecutivas definidas no Horário de Ponta, para o ano de 2018, no caso da Copel, de 2ª a 6ª feira das 18h às 21h (das 19h às 22h no Horário de Verão), excetuando os sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, "Corpus Christi" e demais feriados definidos por lei federal.

**Figura 33 – Feriados Nacionais**

<b>Dia e mês</b>	<b>Feriados nacionais</b>	<b>Leis federais</b>
01 de janeiro	Confraternização Universal	10.607, de 19/12/2002
21 de abril	Tiradentes	10.607, de 19/12/2002
01 de maio	Dia do Trabalho	10.607, de 19/12/2002
07 de setembro	Independência	10.607, de 19/12/2002
12 de outubro	Nossa Senhora Aparecida	6.802. de 30/06/1980
02 de novembro	Finados	10.607, de 19/12/2002
15 de novembro	Proclamação da República	10.607, de 19/12/2002
25 de dezembro	Natal	10.607, de 19/12/2002

Verificando o histórico de consumo do condomínio no período fora de ponta, durante o ano de 2017/2018, obteve-se a média de consumo mensal e diário para o dimensionamento do sistema FV, representados nos Gráficos 1 e 2.

Gráfico 1 – Consumo Anual Período Fora de Ponta – kWh/mês

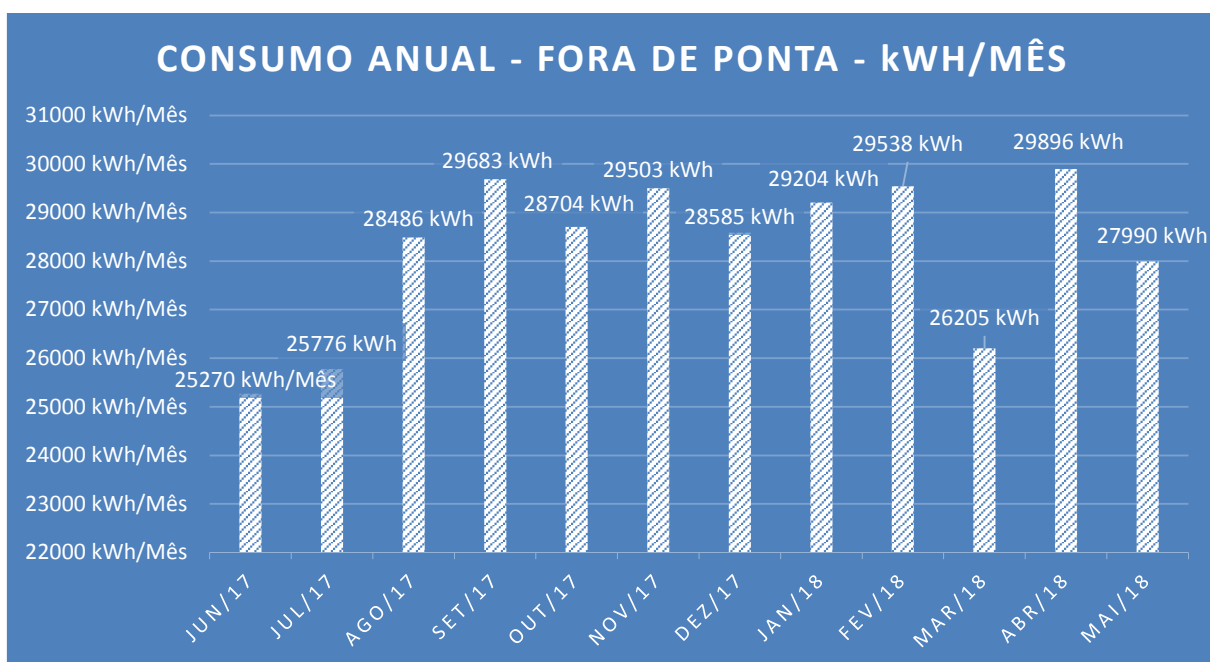
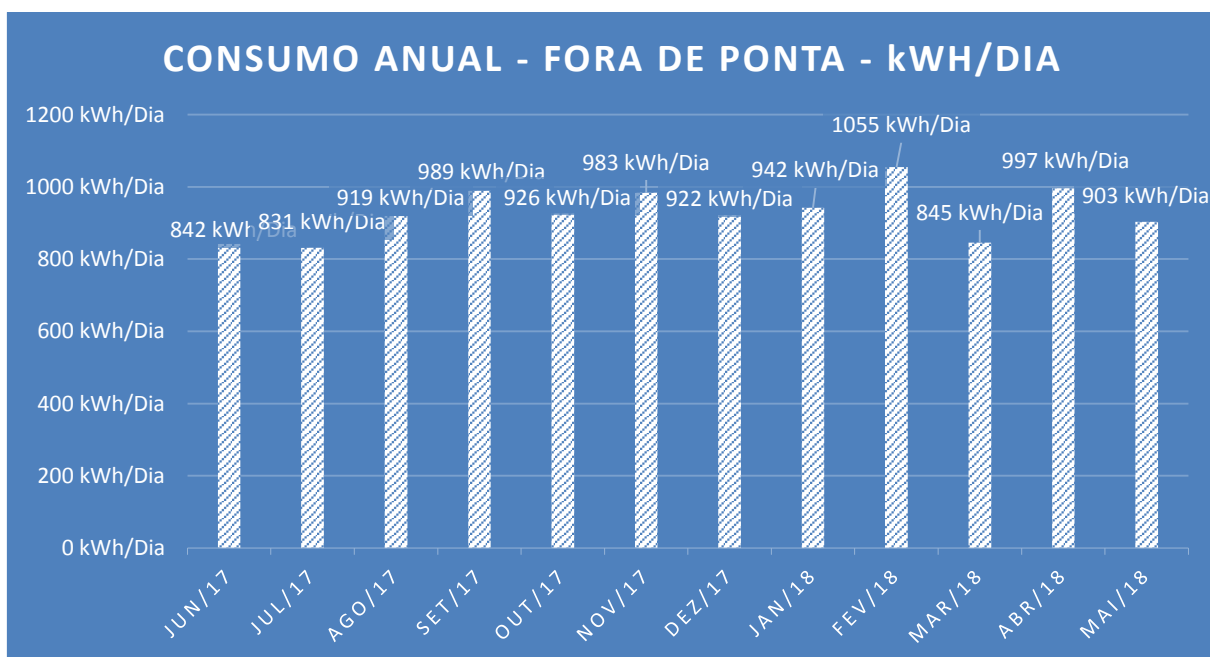


Gráfico 2 – Consumo Anual Período Fora de Ponta – kWh/dia



Considerando as médias de consumo durante um ano, obteve-se a média mensal de 28.237 kWh/Mês e 929,614 kWh/Dia. O valor referente ao consumo diário médio será o utilizado no dimensionamento do sistema.

Conforme resolução normativa número 414 da ANEEL, unidades consumidoras do Grupo “A” devem pagar no mínimo pela demanda contratada pela concessionária, ou seja, mesmo que não utilizada potência disponibilizada pela distribuidora deve ser remunerada. Desta forma, mesmo que a geração FV atenda

100% do consumo do empreendimento, o cliente é obrigado a pagar pela energia disponibilizada, além de demais impostos e bandeiras tarifárias (caso aplicáveis), assim não é possível reduzir em sua totalidade o custo de energia do imóvel.

### 3.2.2 POSICIONAMENTO E SOMBREAMENTO

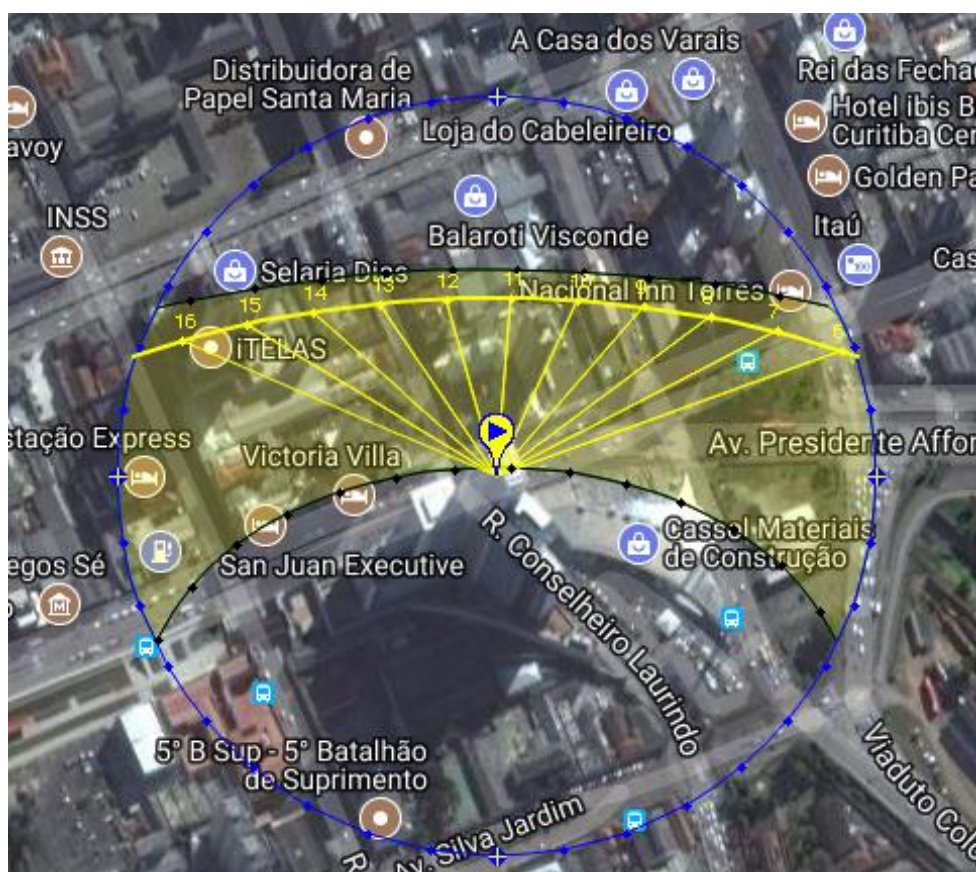
Um dos requisitos verificados no dimensionamento do sistema foi o sombreamento das torres. Devido à localização do empreendimento e tamanho das torres o fator sombreamento ocorre apenas entre elas próprias.

Utilizando a ferramenta “*Sun Position*” da Sunearthtools (SUNEARTHTOOLS, 2018), obteve-se o posicionamento solar das torres.

Foi utilizado o padrão solar para o dia 06 do mês de outubro de 2017 para a verificação deste efeito, a definição deste mês é devido à proximidade da média de irradiação solar obtida no local, descrita no dimensionamento do sistema.

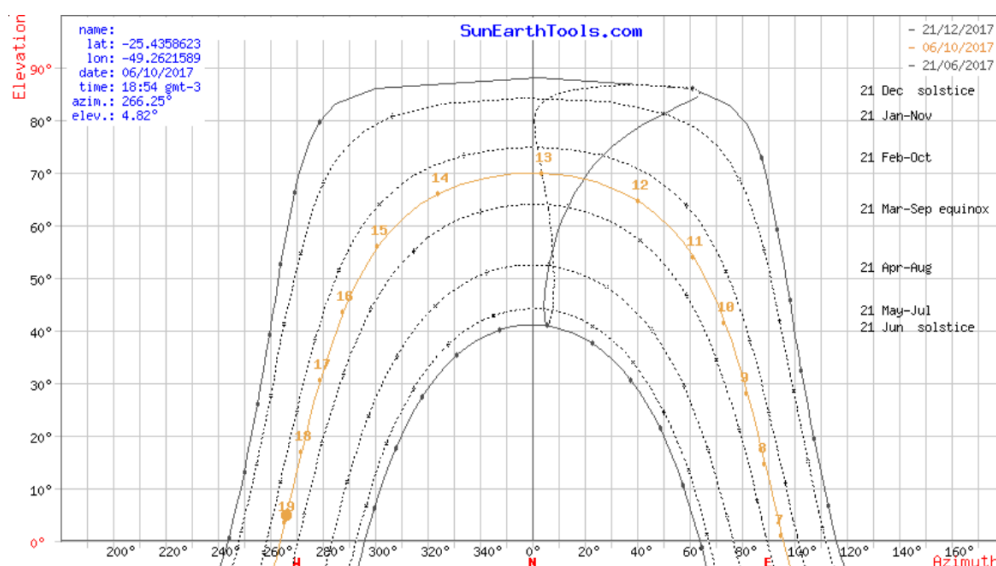
A maior torre não é submetida a sombra das demais, desta forma a irradiância solar será a máxima possível no projeto, conforme pode ser observado na Figura 34.

Figura 34 – Sombreamento Condomínio



Utilizando a mesma ferramenta obteve-se o comportamento horário diário da irradiância solar.

Figura 35 – Irradiância Solar



Como as torres são de alturas diferenciadas a maior (Oxford) será responsável pelo sombreamento nas demais. Conforme indicado na Figura 35, obteve-se a quantidade de horas que as demais torres recebem a irradiação solar sem sombreamento ou sombreamento reduzido:

- Torre 2 – das 12:30 às 19:00
- Torre 3 – das 15:00 às 19:00

### 3.2.3 Área Disponível

#### 3.2.3.1 Torre Oxford

Como indicado na Figura 36 o conjunto residencial é composto de 3 prédios, o maior e a intermediária possuem toda a área de cobertura disponível para o projeto, já a menor possui um espaço limitado para a instalação dos painéis fotovoltaicos.



Figura 36 – Torre Oxford



Fonte: (INCORPORADORA, 2016)

Utilizando o aplicativo Google Earth Pro (GOOGLE, 2018), obteve-se as áreas disponíveis da torre Oxford:

- Prédio maior – aproximadamente 355m<sup>2</sup>;
- Prédio intermediário – aproximadamente 150m<sup>2</sup>;

### 3.2.3.2 Torre Chelsea

O espaço *Office* possui apenas um prédio e não há limitação para a instalação dos painéis fotovoltaicos, como indicado na Figura 37.

Figura 37 – Torre Chelsea



Fonte: (INCORPORADORA, 2016)

Utilizando o aplicativo Google Earth Pro (GOOGLE, 2018), obteve-se a área disponível da torre Chelsea com 500m<sup>2</sup>;

### 3.2.3.3 Torre Trinity

O espaço *Cooperativo* possui áreas verdes em sua cobertura e algumas máquinas de ar condicionado limitando a instalação dos painéis fotovoltaicos neste local. Conforme Figura 38, há uma pequena área (GOOGLE, 2018) com a possibilidade para o aproveitamento solar, aproximadamente 70m<sup>2</sup>.

Figura 38 – Torre Trinity



Fonte: (INCORPORADORA, 2016)

### 3.2.4 Definição para o projeto

Conforme características apresentadas, será utilizado para o projeto de viabilidade as torres Oxford e Chelsea, uma vez que, devido a área disponível para a instalação na torre Trinity e seu sombreamento, esta torre será excluída do projeto.

Considerando o sombreamento das torres intermediárias Oxford e da torre Chelsea, será considerado um fator de utilização de 100% para a maior torre Oxford, que não possui sombreamento e 70% para os edifícios intermediários da mesma e 80% para a torre Chelsea - 355m<sup>2</sup> (100%) + 150m<sup>2</sup> (70%) + 500 m<sup>2</sup> (80%);

Devido à restrição dos edifícios intermediários e da Torre Chelsea e buscando uma maior viabilidade ao projeto, neste estudo será considerado a utilização de módulos de silício policristalino, que possuem uma menor eficiência em relação aos módulos de silício monocristalino, mas em contrapartida possuem um menor custo.

Filmes finos e demais tecnologias, devido ao alto custo, também não serão considerados neste estudo.

### 3.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

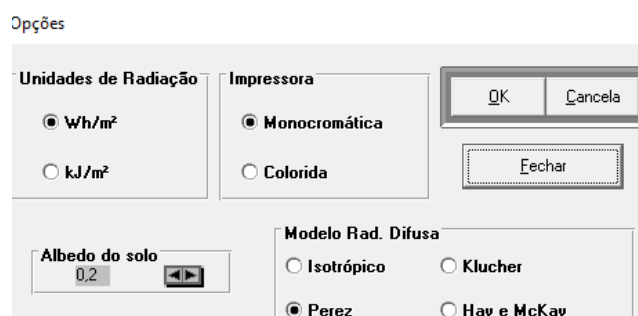
Para o dimensionamento do sistema FV será utilizado o aplicativo de uso acadêmico Radiasol, elaborado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – LABSOL, que aplicando os dados de radiação solar obtidos através do atlas solar, realiza os cálculos matemáticos considerando necessários considerando a latitude do local escolhido, assim como o desvio da orientação da instalação em relação ao norte, resultando a irradiação média mensal e anual conforme características do projeto, buscando valores coerentes com o local escolhido através dos modelos de radiação difusa disponíveis.

#### 3.3.1 Critérios Radiasol

Para este projeto será utilizado a versão 1.0 do aplicativo, devido a utilização anterior em outros projetos com esta versão.

O aplicativo possui diversos modelos matemáticos para obtenção da radiação média do local escolhido. Aplicando os conhecimentos obtidos durante a especialização, será utilizado neste projeto o modelo de radiação “Perez”.

Figura 39 – Critérios Radiasol



#### 3.3.2 Radiação Incidente no local

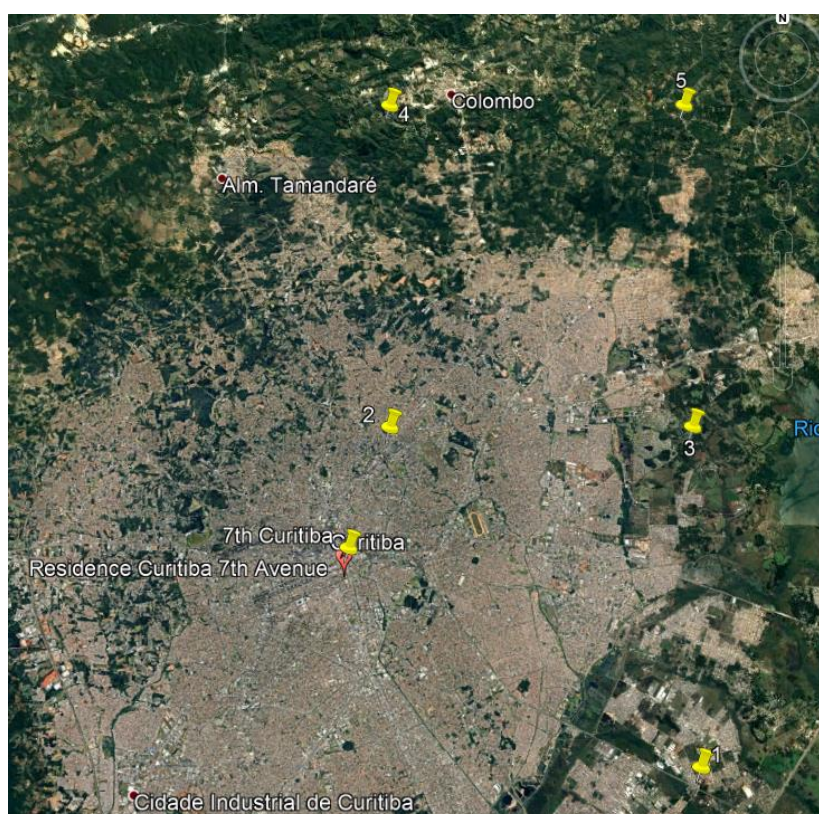
Para a obtenção do valor de incidência média no local a ser realizado o projeto utilizou o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017) e neste, aplicando as coordenadas geométricas do local, são encontrados pontos próximos onde há a medição de incidência solar, para o local em questão temos:

Tabela 2 – Radiação Incidente Locais Próximos Condomínio

LOCAL	LONGITUDE	LATITUDE	MÉDIA ANUAL (Wh/m <sup>2</sup> .dia)
1	-49,1490	-25,5005	4194
2	-49,2490	-25,40050	4194
3	-49,1490	-25,40050	4184
3	-49,2490	-25,30050	4177
4	-49,1490	-25,300500	4248

A coordenada a ser escolhida deve ser a mais próxima ao local a ser implantado o projeto, utilizando a ferramenta Google Earth, obteve-se visualmente a localização dos pontos.

Figura 40 – Localização Medições



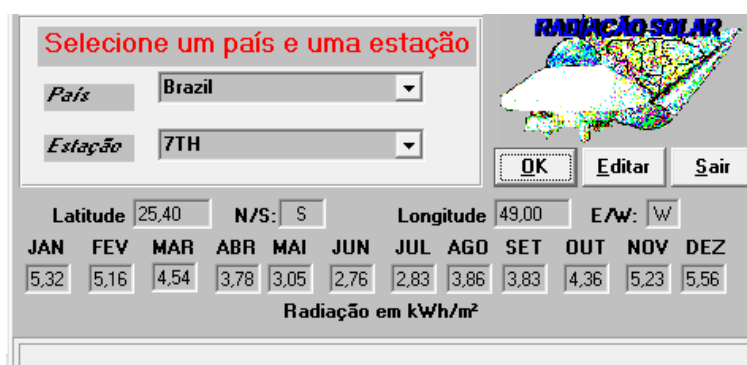
Observa-se que o ponto 2 é o mais próximo ao empreendimento (4,5 quilômetros), assim aplicando esta coordenada no banco de dados, obteve-se a irradiação mensal e anual no plano horizontal a ser utilizada na elaboração do projeto:

Tabela 3 – Irradiação Mensal e Anual

LONG	LAT	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	ANUAL
-49,24	-25,40	5,318	5,158	4,538	3,782	3,047	2,758	2,892	3,864	3,830	4,359	5,230	5,557	4,194

### 3.3.3 Radiação utilizando o aplicativo Radasol

Figura 41 – Parâmetros Radasol



Seleção de país e estação:

País:  Estação:

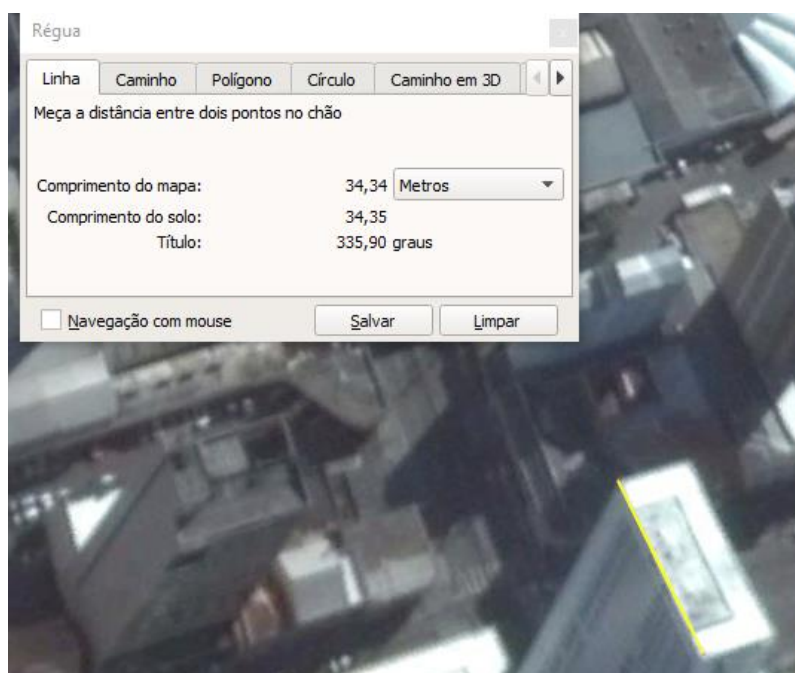
Latitude:  N/S:  Longitude:  E/W:

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
5,32	5,16	4,54	3,78	3,05	2,76	2,83	3,86	3,83	4,36	5,23	5,56

Radiação em kWh/m<sup>2</sup>

A instalação possuirá um maior rendimento quando da sua orientação em relação ao norte for a menor possível. Utilizando a ferramenta Google Earth obteve-se um desvio azimutal do Norte aproximado de 25° para oeste.

Figura 42 – Localização Condomínio



Outro parâmetro que influencia na geração é a inclinação dos módulos. Para maximizar a geração dos meses com menor irradiação, como não há restrição do local para a instalação dos módulos FV, será adotado como inclinação a latitude do local e realizando variações deste ângulo será obtido a melhor inclinação para este projeto.

O empreendimento localiza-se na latitude 25°, aplicando o desvio azimutal norte e o valor da latitude na inclinação no aplicativo Radasol obteve-se:

Tabela 4 – Irradiação Média Anual Local Plano Horizontal (25°)

LAT	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	ANUAL
25°	5,524	5,390	5,182	4,502	3,727	3,657	3,329	4,781	4,521	5,0	5,903	5,646	4,764

Para sistemas conectados à rede o fator relevante para a determinação do valor de irradiação média é o valor médio anual obtido (Htot), realizando as simulações com valores de inclinação de 15° a 36° obteve-se os seguintes valores:

Tabela 5 – Irradiação Média Anual

IRRADAÇÃO MÉDIA DIÁRIA ANUAL											
LATITUDE	15°	16°	17°	18°	19°	20°	21°	22°	23°	24°	25°
Htot	4,749	4,754	4,758	4,762	4,764	4,766	4,767	4,768	4,767	4,766	4,764
LATITUDE	26°	27°	28°	29°	30°	31°	32°	33°	34°	35°	36°
Htot	4,761	4,757	4,751	4,745	4,739	4,731	4,723	4,713	4,703	4,691	4,680

Conforme Tabela 5, obteve-se a melhor inclinação para o projeto com a angulação de 22° com um valor de irradiação média anual de 4,768 kWh/m<sup>2</sup>.dia.

Tabela 6 – Irradiação Média Anual Local Plano Horizontal (22°)

LAT	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	ANUAL
22°	5,576	5,424	5,188	4,483	3,695	3,610	3,296	4,737	4,517	5,020	5,960	5,705	4,768

### 3.3.4 Potência disponível para a instalação

Utilizando as áreas disponíveis e área dos módulos FV é possível realizar o dimensionamento do sistema, conforme Equação 1 (MARIANO e JUNIOR, 2017):

$$N_{mód} = \frac{Área_{disp}}{Área_{mód}}$$

Equação 1 - Potencia Disponível Instalação

Onde:

$N_{mód}$ : número de módulos;

$Área_{disp}$ : área disponível;

$Área_{mód}$ : área de módulos adicionada à área de espaçamento evitando sombreamento entre as fileiras.

A proposta deste estudo será com a utilização de módulos de silício policristalino da fabricante Canadian Solar de modelo MaxPower CS6U-340P, suas características podem ser verificadas no anexo 2. Este módulo possui uma área de

1,95m<sup>2</sup> e potência de 340Wp, considerando o sombreamento entre fileiras, será adotado um acréscimo de 1,75m<sup>2</sup> para o cálculo do número de módulos a serem utilizados, totalizando 3,7m<sup>2</sup> por módulo.

Devido as áreas de sombreamento da instalação, o cálculo da quantidade de módulos será realizado de forma separada, utilizando a equação 1 obteve-se:

- Torre Oxford – Maior Torre

$$N_{mód} = \frac{355m^2}{3,7m^2} = 96 \text{ módulos}$$

- Torre Oxford – Torre intermediária

$$N_{mód} = \frac{150m^2}{3,7m^2} = 40 \text{ módulos}$$

- Torre Chelsea

$$N_{mód} = \frac{500m^2}{3,7m^2} = 135 \text{ módulos}$$

Com a quantidade de módulos obteve-se a potência instalada de cada torre:

- Torre Oxford – Maior Torre

$$P_{FV} = 340 * 96 = 32.640Wp$$

- Torre Oxford – Torre intermediária

$$P_{FV} = 340 * 40 = 13.600Wp$$

- Torre Chelsea

$$P_{FV} = 340 * 135 = 45.900Wp$$

Somando todas as torres obteve-se a potência instalada média para geração do empreendimento:

$$P_{FV} = 32640 + 13600 + 45900 = \mathbf{92140Wp}$$

### 3.3.5 Escolha dos módulos fotovoltaicos

Conforme mencionado anteriormente, serão utilizados módulos MaxPower CS6U-340P da fabricante Canadian com potência de 340Wp. Considerando o fator para dimensionamento STC, condições de teste padrão, os módulos possuem as seguintes características:

Figura 43 – Dados Modulos FV

ELECTRICAL DATA   STC*					MECHANICAL DATA	
CS6U	325P	330P	335P	340P	Specification	Data
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W	340 W	Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V	37.6 V	Cell Arrangement	72 (6×12)
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A	9.05 A	Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V	45.9 V	Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 A	9.62 A	Front Cover	3.2 mm tempered glass
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%	17.49%	Frame Material	Anodized aluminium alloy
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				J-Box	IP68, 3 diodes
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)				Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				Connector	T4 series
Max. Series Fuse Rating	15 A				Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Application Classification	Class A				Per Container (40' HQ)	624 pieces
Power Tolerance	0 ~ + 5 W					

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Demais Características podem ser verificadas no anexo 2.

### 3.3.6 Escolha do Inversor

A geração FV será conectado ao sistema existente 220/127Vca do empreendimento. Devido à alta potência para o fornecimento nesta faixa de tensão serão utilizados inversores em paralelo para o atendimento do sistema.

Para este projeto serão utilizados os inversores da marca Fronius de modelo Symo 12.0-3-M, cuja potência máxima de entrada CC é 15500Wp, saída com tensão 220Vca 3Ø e potência 11995VA, demais características indicadas na Figura 44.



Figura 44 – Características Inversores

DADOS DE ENTRADA	Fronius Symo 12.0-3 208/240
Potência PV recomendada (kWp)	9.5 - 15.5
Max. corrente do conjunto curto-circuito(MPP1 / MPPT2)	25.0 A / 16.5 A
Faixa de voltagem MMP	300 - 500 V
Faixa de voltagem operando	200 - 600 V
Máx. tensão de entrada	600 V
Tensão nominal de entrada 220/240	370 V
Número de MPPT	2
DADOS DE SAÍDA	
Máx. potência de saída 220/240	11995 VA
Máx. corrente de saída 220/240	35.0 A / 32.8 A
Máx. eficiência	97.0 %
CEC eficiência 240	96.5 %
Conexão Grid (Uac,r)	208/240
Frequência (fr)	60 Hz
Fator de distorção	< 1.75 %
Fator de potência	0 - 1 ind./cap.

Fonte: <https://www.fronius.com/>

Demais Características no anexo 3.

Devido à localização dos módulos ser descentralizada, cada conjunto possuirá os respectivos inversores que comportem as respectivas gerações, estes inversores serão conectados aos quadros presentes nos últimos andares das torres. Desta forma e com a potência total de cada conjunto de módulos, obteve-se as seguintes quantidades de inversores por torre:

- Torre Oxford – Maior Torre

$P_{FV} = 33.320Wp \rightarrow 2$  inversores 15.500Wp em paralelo, totalizando 31.000Wp;

- Torre Oxford – Torre intermediária

$P_{FV} = 13.600Wp \rightarrow 1$  inversor 15.500Wp;

- Torre Chelsea

$P_{FV} = 45900Wp \rightarrow 3$  inversores 15500Wp em paralelo, totalizando 46.500kWp;

O conjunto de inversores possuirá uma potência total de 93.000Wp e 71970VA.

### 3.3.7 Dimensionamento Módulos FV e Inversores

Com as características dos módulos e inversores é definido o arranjo de módulos para o projeto. Para esta definição são considerados os critérios de capacidade de corrente e tensão dos módulos e inversores para obtenção do melhor aproveitamento do sistema proposto.

#### 3.3.7.1 Torre Oxford – Maior Torre

Arranjo Módulos: 10 módulos série e 3 paralelos (MPPT1) e 9 módulos série e 2 paralelos (MPPT2) para cada inversor.

##### MPPT1

- VMAX:  $10 \cdot 45,9 \text{ V} = 459 \text{ V}$
- VMPP:  $10 \cdot 37,6 \text{ V} = 376 \text{ V}$
- IMPP:  $3 \cdot 9,05 \text{ A} = 27,15 \text{ A}$
- PDC:  $30 \cdot 340 \text{ W} = 10200 \text{ Wp}$

##### MPPT2

- VMAX:  $9 \cdot 45,9 \text{ V} = 413,1 \text{ V}$
- VMPP:  $9 \cdot 37,6 \text{ V} = 338,4 \text{ V}$
- IMPP:  $2 \cdot 9,05 \text{ A} = 18,1 \text{ A}$
- PDC:  $18 \cdot 340 \text{ W} = 6120 \text{ Wp}$

#### 3.3.7.2 Torre Oxford – Torre intermediária

Arranjo Módulos: 10 módulos série e 2 paralelos (MPPT1/MPPT2)

##### MPPT1

- VMAX:  $10 \cdot 45,9 \text{ V} = 459 \text{ V}$
- VMPP:  $10 \cdot 37,6 \text{ V} = 376 \text{ V}$
- IMPP:  $2 \cdot 9,05 \text{ A} = 18,1 \text{ A}$
- PDC:  $20 \cdot 340 \text{ W} = 6800 \text{ Wp}$

##### MPPT2

- VMAX:  $10 \cdot 45,9 \text{ V} = 459 \text{ V}$
- VMPP:  $10 \cdot 37,6 \text{ V} = 376 \text{ V}$
- IMPP:  $2 \cdot 9,05 \text{ A} = 18,1 \text{ A}$
- PDC:  $20 \cdot 340 \text{ W} = 6800 \text{ Wp}$

### 3.3.7.3 Torre Chelsea

Arranjo Módulos: 9 módulos série e 3 paralelos (MPPT1) e 9 módulos série e 2 paralelos (MPPT2) para cada inversor.

#### MPPT1

- VMAX:  $9 \times 45,9 \text{ V} = 413,1 \text{ V}$
- VMPP:  $9 \times 37,6 \text{ V} = 338,4 \text{ V}$
- IMPP:  $3 \times 9,05 \text{ A} = 27,15 \text{ A}$
- PDC:  $27 \times 340 \text{ W} = 9180 \text{ Wp}$

#### MPPT2

- VMAX:  $9 \times 45,9 \text{ V} = 413,1 \text{ V}$
- VMPP:  $9 \times 37,6 \text{ V} = 338,4 \text{ V}$
- IMPP:  $2 \times 9,05 \text{ A} = 18,1 \text{ A}$
- PDC:  $18 \times 340 \text{ W} = 6120 \text{ Wp}$

### 3.3.8 Dimensionamento dos Condutores

Os critérios utilizados para o dimensionamento dos condutores se basearão na capacidade de corrente e a queda de tensão dos respectivos circuitos, conforme norma brasileira NBR 5410 de publicação em 2004, instalações elétricas de baixa tensão.

O critério da ampacidade consiste na determinação do valor da corrente máxima que passará no condutor para as condições de temperatura ambiente, agrupamento dos condutores e método de instalação determinado.

A queda de tensão consiste na variação ou redução da tensão entre origem da instalação ao ponto de utilização em relação a tensão nominal da instalação. A queda máxima admissível nesta proposta será de 4% para os circuitos CA, compreendendo o trecho inversor ao quadro de distribuição mais próximo e 4% para os circuitos CC.

Os cabos utilizados serão com isolamento em PVC, os condutores CC serão instalados ao tempo e os CA em eletrodutos embutidos na parede.

Será considerado a maior distância percorrida na instalação para o cálculo da queda de tensão e o valor obtido, utilizado em todos os demais cabos, cabos CC 40

metros e CA 20 metros (percurso *String Box* → Quadro de Distribuição existente do condomínio) e 3 metros (percurso Inversor → *String Box*).

Para circuitos CA a bitola mínima a ser utilizada será 2,5 mm<sup>2</sup> e circuitos CC 4 mm<sup>2</sup>.

### 3.3.8.1 Dimensionamento dos Condutores CC

Para a determinação dos cabos CC será utilizado o catálogo da fabricante Conduspar, indicado na Tabela 7, considerando o método de instalação ao tempo conforme NBR 5410.

Tabela 7 – Informações Cabos CC

CORRENTE CONTÍNUA		
CABO (mm <sup>2</sup> )	RESISTÊNCIA	CORRENTE (A)
1,5	12,100 Ω/km	18
2,5	7,410 Ω/km	25
4	4,610 Ω/km	34
6	3,080 Ω/km	45
10	1,830 Ω/km	63
16	1,150 Ω/km	85

A expressão utilizada para o cálculo da corrente é a seguinte:

$$I = \left( \frac{P}{V} \right)$$

Equação 2 - Corrente CC

Onde:

- I – Corrente do circuito (A);
- P – Potencia do sistema CC (W<sub>p</sub>);
- V – Tensão do Sistema CC (V);

Com os dados do projeto, considerando a maior MPPT do inversor, obteve-se a seção mínima a serem utilizadas nos condutores:

$$I = \left( \frac{10200}{376} \right) = 27,12A$$

Desta forma, considerando os critérios de capacidade de corrente, a bitola mínima a ser utilizada será de 4mm<sup>2</sup>.

A expressão a ser utilizada no cálculo da queda de tensão é a seguinte:

$$S_{cond} = \left( \frac{2 \cdot L \cdot P \cdot 0,0178}{V^2 \cdot \Delta V} \right) \cdot 100 = \left( \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot 0,0178}{V \cdot \Delta V} \right) \cdot 100$$

**Equação 3 - Queda de Tensão CC**

Onde:

- L – Comprimento do condutor (m);
- P – Potencia do sistema CC ( $W_p$ );
- V – Tensão do Sistema CC (V);
- $\Delta V$  – Queda máxima admitida (%)

Com os dados do projeto, considerando a maior potência no inversor, obteve-se a seção mínima a ser utilizada:

$$S_{cond} = \left( \frac{2 * 40 * 10200 * 0,0178}{376^2 * 7} \right) * 100 = 1,5mm^2$$

Considerando a queda de tensão do sistema, a bitola mínima a ser utilizada deverá ser de 1,5mm<sup>2</sup>.

Considerando os critérios utilizados, a bitola utilizada para os circuitos CC será de 4mm<sup>2</sup>.

### 3.3.8.2 Dimensionamento dos Condutores CA – Inversor – String Box

Para a determinação dos cabos CA será utilizado o catálogo da fabricante Conduspar considerando o método de instalação em eletrodutos embutidos em parede, indicada na Tabela 8 conforme NBR 5410.

**Tabela 8 – Informações Cabos CA**

<b>CORRENTE ALTERNADA</b>			
<b>CABO (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>RESISTÊNCIA 1Ø</b>	<b>RESISTÊNCIA 3Ø</b>	<b>CORRENTE (A)</b>
1,5	27,60 V/A.km	23,90 V/A.km	15,5
2,5	16,90 V/A.km	14,70 V/A.km	21
4	10,60 V/A.km	9,15 V/A.km	28
6	7,07 V/A.km	6,14 V/A.km	36
10	4,23 V/A.km	3,67 V/A.km	50
16	2,68 V/A.km	2,33 V/A.km	68

A expressão utilizada para o cálculo da corrente é a seguinte:

$$I = \left( \frac{P}{\sqrt{3} * V} \right)$$

**Equação 4 – Potência CA**

Onde:

- I – Corrente do circuito (A);
- P – Potencia do sistema CA (VA);
- V – Tensão do Sistema CA (V);

Com os dados do projeto, considerando a potência do inversor, encontramos a seção mínima:

$$I = \left( \frac{11995}{\sqrt{3} * 220} \right) = 31,33 A$$

Desta forma, considerando os critérios de capacidade de corrente, a bitola mínima a ser utilizada será de 6mm<sup>2</sup>.

A expressão a ser utilizada no cálculo da queda de tensão é a seguinte:

$$S_{cond} = \left( \frac{2l.P.0,0178}{V^2.\Delta V} \right) . 100 = \left( \frac{2l.I.0,0178}{V.\Delta V} \right) . 100$$

**Equação 5 - Queda de Tensão CA**

Onde:

- L – Comprimento do condutor (m);
- P – Potencia do sistema CA (W);
- V – Tensão do Sistema CA (V);
- ΔV – Queda máxima admitida (%)

Com os dados do projeto encontramos a seção mínima:

$$S_{cond} = \left( \frac{2 * 3 * 11995 * 0,0178}{220^2 * 4} \right) * 100 = 0,662mm^2$$

Considerando a queda de tensão do sistema, a bitola mínima a ser utilizada deverá ser de 1,5mm<sup>2</sup>.

Considerando os critérios utilizados, a bitola utilizada para os circuitos CA será de 6mm<sup>2</sup>, entre 1 inversor e o quadro de proteção *String Box*. Para a conexão do *String Box* com os quadros de distribuição, devido a quantidade de inversores associados em paralelo, serão utilizadas as seguintes bitolas:

- Maior Torre Oxford – 2 inversores em paralelo

$$I = \left( \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \right) = \left( \frac{23990}{\sqrt{3} \cdot 220} \right) = 62,66A$$

Considerando os critérios de capacidade de corrente, a bitola mínima a ser utilizada será de 16mm<sup>2</sup>.

$$S_{cond} = \left( \frac{2 * 20 * 23990 * 0,0178}{220^2 * 4} \right) * 100 = 8,8mm^2$$

Considerando a queda de tensão do sistema, a bitola mínima a ser utilizada deverá ser de 10mm<sup>2</sup>.

Conforme critérios utilizados, a bitola a ser utilizada será de 16mm<sup>2</sup>.

- Torre Intermediária Oxford – 1 inversor

- $I = \left( \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \right) = \left( \frac{11995}{\sqrt{3} \cdot 220} \right) = 31,5A$

Considerando os critérios de capacidade de corrente, a bitola mínima a ser utilizada será de 6mm<sup>2</sup>.

- $S_{cond} = \left( \frac{2 * 20 * 11995 * 0,0178}{220^2 * 4} \right) * 100 = 4,41mm^2$

Conforme critérios de queda de tensão a bitola a ser utilizada será de 6mm<sup>2</sup>.

Conforme critérios utilizados, a bitola a ser utilizada será de 6mm<sup>2</sup>.

- Torre Chelsea – 3 inversores

$$I = \left( \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \right) = \left( \frac{35985}{\sqrt{3} \cdot 220} \right) = 94,0A$$

Considerando os critérios de capacidade de corrente, a bitola mínima a ser utilizada será de 35mm<sup>2</sup>. Devido a bitola elevada obtida, serão utilizados dois cabos em paralelo de 16 mm<sup>2</sup>, dispondo uma capacidade de corrente de 122A neste circuito.

$$S_{cond} = \left( \frac{2 * 20 * 35985 * 0,0178}{220^2 * 4} \right) * 100 = 13,23mm^2$$

Conforme critérios de queda de tensão a bitola a ser utilizada será de 16mm<sup>2</sup>.

Conforme critérios utilizados, a bitola a ser utilizada será de 16mm<sup>2</sup> dispostos em dois condutores em paralelo, devido a ampacidade do circuito.

Para padronização do projeto na alimentação CA, serão utilizados cabos de 16mm<sup>2</sup> para todos os circuitos CA.

### 3.3.8.3 Dimensionamento equipamentos de manobra e proteção

O inversor utilizado no projeto já possui disjuntores para as entradas CC além destes, estes serão equipados com o acessório “1+2-M” que fornece proteção contra sobretensão nos circuitos CC para ambos os rastreadores.

Figura 45 – Proteções Inversores



Fonte: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos>

Para os circuitos CA serão instalados caixas de proteção CA com mini disjuntores e supressores de surto, próximos ao inversor. No caso de inversores em paralelo será instalado um quadro geral para proteção individual dos mesmos e deste haverá o agrupamento dos circuitos para a conexão nos quadros de distribuição existentes do condomínio, também realizada com a instalação de mini disjuntores.

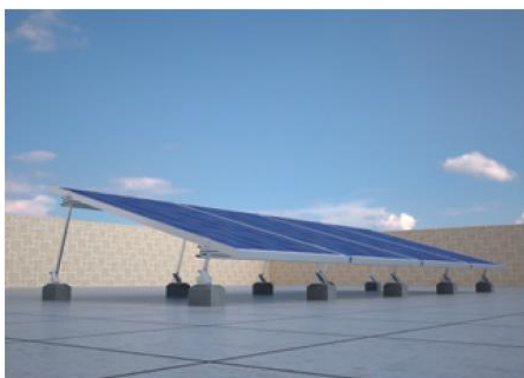


O Diagrama Unifilar presente no apêndice 1, indica todas as proteções e características da instalação.

### 3.3.9 Dimensionamento das estruturas de fixação

Os módulos FV serão instalados sobre laje, neste projeto serão utilizados os suportes metálicos da fabricante SolarFix e o modelo utilizado será de ajuste de inclinação.

Figura 46 – Suportes Módulos

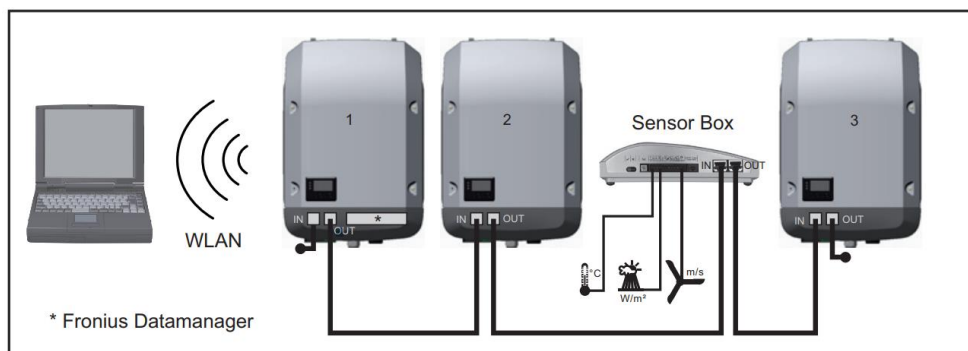


A inclinação utilizada será a utilizada para obter o melhor aproveitamento do sistema, como indicado anteriormente  $22^\circ$ . Demais características dos mesmos estão indicados no Anexo 4.

### 3.3.10 Sistema de aquisição de dados

Os inversores possuem interface para supervisão remota da geração. Estas gerações descentralizadas serão conectadas via rede arquitetura *ethernet* através do Fronius *sensor box* e deste conectado no computador supervisor existente do condomínio onde serão instalados os aplicativos do fabricante, como o Fronius *Datamanager*, para o acompanhamento do cliente do sistema de geração.

Figura 47 – Comunicação Sistema FV.



Toda a instalação dos componentes de comunicação e parametrização está prevista no escopo do projeto.

### 3.4 RESUMO DO SISTEMA PROPOSTO

Conforme dimensionamento do sistema será necessário a aquisição dos seguintes itens:

- 271 Módulos Fotovoltaicos 340Wp;
- 6 Inversores 11995VA;
- 7 Mini Disjuntores CA – 40A (3P);
- 2 Mini Disjuntores CA – 80A (3P);
- 2 Mini Disjuntores CA – 100A (3P);
- 12 Supressor de Surto – 20kA;
- 3 Fronius *Sensor Box*;
- 1900 metros cabo 4mm<sup>2</sup>;
- 200 metros cabo 16mm<sup>2</sup>;

### 3.5 INVESTIMENTO NECESSÁRIO

Conforme dimensionamento dos componentes da instalação e considerando os demais custos inerentes do projeto, como custo de instalação, administração, manutenção e tramitação de documentos, obteve-se o custo teórico total do projeto de R\$ 496.295,00, conforme indicado na Tabela 9.

**Tabela 9 – Custo do Sistema**

Código / Fornecedores	Descrição	Qtde.	Preço - R\$ (Real)	
			Unitário	Total
<b>MÓDULOS FV</b>				
CANADIAN	MaxPower CS6U-340P	271	750	R\$ 203.250,00
<b>INVERSORES</b>				
FRONIUS	Symo 12.0-3-M - Saída 220 3Ø	6	16500	R\$ 99.000,00
STAUBLI	Conector Solar MC4 Plug Macho e Fêmea 4 mm2	1100	6	R\$ 6.600,00
<b>ESTRUTURAS METÁLICAS</b>				
SOLARFIX	Estruturas metálica de suporte para painéis fotovoltaicos em laje	271	180	R\$ 48.780,00
<b>PROTEÇÃO</b>				
MONTADO	String Box para Sistema CA, composto de: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Quadro de sobrepor em PVC;</li> <li>• Disjuntores CA;</li> <li>• Supressor de Surto 20kA</li> </ul>	3	400	R\$ 1.200,00
ABB	Mini Disjuntor 3Ø 40A	1	20	R\$ 20,00
ABB	Mini Disjuntor 3Ø 80A	1	20	R\$ 20,00
ABB	Mini Disjuntor 3Ø 100A	1	25	R\$ 25,00
<b>Cabos</b>				
CONDUSPAR	Cabo Unipolar 16mm <sup>2</sup>	200	30	R\$ 6.000,00
CONDUSPAR	Cabo Unipolar 4mm <sup>2</sup> para instalação solar	1900	6	R\$ 11.400,00
<b>ADMINISTRATIVO E OPERACIONAL</b>				
	Serviços Administrativos, Engenharia, Instalação e Tramitação de Documentos	2	10000	R\$ 20.000,00
<b>MANUTENÇÃO</b>				
	Defeitos/Correções no sistema com substituição dos inversores e painéis com defeito.	1	100000	R\$ 100.000,00
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 496.295,00</b>

### 3.6 ENERGIA GERADA

A estimativa da geração elétrica mensal será dada pela equação abaixo.

**Equação 6 – Estimativa Geração**

$$E = \frac{P_{FV} * H_{TOT} * PR * FU}{G}$$

Onde:

- E – Energia Média Mensal (Wh/Mês);
- PFV – Potencia do sistema CC ( $W_p$ );
- Htot - Valor de irradiação média anual obtido (kWh/m<sup>2</sup>.dia);
- PR – *Performace Ratio* do sistema (%);
- FU – Fator de utilização devido ao sombreamento (%);
- G - Irradiância nas condições Padrão de Teste (1.000 W/m<sup>2</sup>)

Na torre intermediária Oxford e na torre Chelsea será aplicado um fator de utilização de 0,6 devido ao sombreamento obtido da maior torre Oxford, esta possuirá um fator de utilização de 1.

Para ambos subsistemas o *performace ratio* considerado será de 0,8.

Aplicando os valores na Equação 6, obteve-se as seguintes estimativas para cada mês.

- Maior Torre Oxford

**Tabela 10 – Geração Maior Torre Oxfod**

	jan	fev	mar	abr	maio	jun	
H <sub>TOT</sub>	5,58	5,42	5,19	4,48	3,70	3,61	kWh/m <sup>2</sup> .dia
E=	4513,615872	4390,576128	4199,540736	3628,862976	2990,99904	2922,19392	kWh/m <sup>2</sup> .dia
	jul	ago	set	out	nov	dez	
H <sub>TOT</sub>	3,30	4,74	4,52	5,02	5,96	5,71	kWh/m <sup>2</sup> .dia
E=	2668,019712	3834,468864	3656,385024	4063,54944	4824,45312	4618,03776	kWh/m <sup>2</sup> .dia

- Torre Intermediária Oxford

Tabela 11 – Geração Torre Intermediária

	jan	fev	mar	abr	maio	jun	
H <sub>TOT</sub>	5,58	5,42	5,19	4,48	3,70	3,61	kWh/m <sup>2</sup> .dia
E=	1316,471296	1280,584704	1224,866048	1058,418368	872,37472	852,30656	kWh/m <sup>2</sup> .dia

	jul	ago	set	out	nov	dez	
H <sub>TOT</sub>	3,30	4,74	4,52	5,02	5,96	5,71	kWh/m <sup>2</sup> .dia
E=	778,172416	1118,386752	1066,445632	1185,20192	1407,13216	1346,92768	kWh/m <sup>2</sup> .dia

- Torre Chelsea

Tabela 12 – Geração Torre Chelsea

	jan	fev	mar	abr	maio	jun	
H <sub>TOT</sub>	5,58	5,42	5,19	4,48	3,70	3,61	kWh/m <sup>2</sup> .dia
E=	5077,817856	4939,398144	4724,483328	4082,470848	3364,87392	3287,46816	kWh/m <sup>2</sup> .dia

	jul	ago	set	out	nov	dez	
H <sub>TOT</sub>	3,30	4,74	4,52	5,02	5,96	5,71	kWh/m <sup>2</sup> .dia
E=	3001,522176	4313,777472	4113,433152	4571,49312	5427,50976	5195,29248	kWh/m <sup>2</sup> .dia

Somando os resultados de todas as torres obteve-se a energia total estimada da instalação na Tabela 13.

Tabela 13 – Geração Total

	jan	fev	mar	abr	maio	jun	
H <sub>TOT</sub>	5,58	5,42	5,19	4,48	3,70	3,61	kWh/m <sup>2</sup> .dia
G (kWh/mês)	10907,91	10610,56	10148,89	8769,75	7228,25	7061,97	kWh/mês

	jul	ago	set	out	nov	dez	
H <sub>TOT</sub>	3,30	4,74	4,52	5,02	5,96	5,71	kWh/m <sup>2</sup> .dia
G (kWh/mês)	6447,71	9266,63	8836,26	9820,24	11659,10	11160,26	kWh/mês

### 3.7 GERAÇÃO E CONSUMO DO EMPREENDIMENTO

Realizando uma comparação entre a energia estimada a ser gerada e a energia consumida, obtida pelo histórico de consumo existente do condomínio, obteve-se o valor teórico percentual de redução mensal de consumo para o período fora de ponta, indicado na Tabela 14.

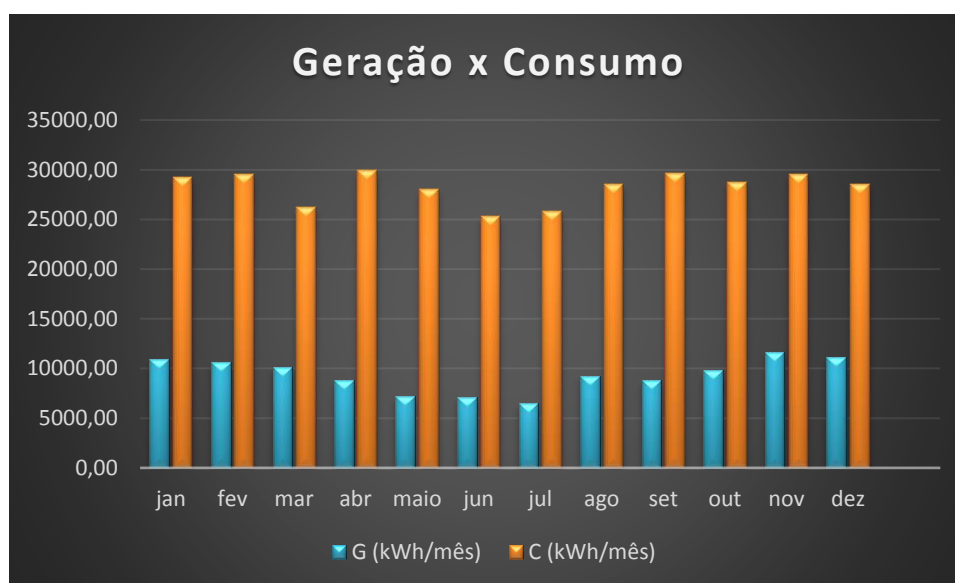
Tabela 14 – Geração e Consumo

	jan	fev	mar	abr	maio	jun	
$H_{TOT}$	5,58	5,42	5,19	4,48	3,70	3,61	kWh/m <sup>2</sup> .dia
G (kWh/mês)	10907,91	10610,56	10148,89	8769,75	7228,25	7061,97	kWh/mês
C (kWh/mês)	29204,00	29538,00	26205,00	29896,00	27990,00	25270,00	kWh/mês
RED	37%	36%	39%	29%	26%	28%	

	jul	ago	set	out	nov	dez	
$H_{TOT}$	3,30	4,74	4,52	5,02	5,96	5,71	kWh/m <sup>2</sup> .dia
G (kWh/mês)	6447,71	9266,63	8836,26	9820,24	11659,10	11160,26	kWh/mês
C (kWh/mês)	25776,00	28486,00	29683,00	28704,00	29503,00	28585,00	kWh/mês
RED	25%	33%	30%	34%	40%	39%	

Gráfico 3 – Geração X Consumo



Aplicando a redução teórica no período fora de ponta no histórico de consumo do empreendimento, obteve-se a redução monetária teórica fornecida pela geração FV, indicado no gráfico 3.

Tabela 15 – Redução Custo Energia Elétrica

Mês/Ano	Fora Fora Pta. MÊS (kWh/Mês)	Custo Fora de Ponta (R\$)	Custo Fora de Ponta (R\$)	Geração FV (kWh/Mês)	Diferença Consumo (kWh/Mês)	Custo Fora de Ponta com GFV (R\$)	Diferença Custo (R\$)
jun/17	25270	0,421727	10657,04	6447,7143	18822,2857	7937,87	2719,18
jul/17	25776	0,421727	10870,44	9266,63309	16509,36691	6962,45	3907,99
ago/17	28486	0,421727	12013,32	8836,26381	19649,73619	8286,82	3726,49
set/17	29683	0,421727	12518,12	9820,24448	19862,75552	8376,66	4141,46
out/17	28704	0,421727	12105,25	11659,095	17044,90496	7188,30	4916,96
nov/17	29503	0,421727	12442,21	11160,2579	18342,74208	7735,63	4706,58
dez/17	28585	0,421727	12055,07	10907,905	17677,09498	7454,91	4600,16
jan/18	29204	0,421727	12316,12	10610,559	18593,44102	7841,36	4474,76
fev/18	29538	0,421727	12456,97	10148,8901	19389,10989	8176,91	4280,06
mar/18	26205	0,421727	11051,36	8769,75219	17435,24781	7352,91	3698,44
abr/18	29896	0,421727	12607,95	7228,24768	22667,75232	9559,60	3048,35
mai/18	27990	0,421727	11804,14	7061,96864	20928,03136	8825,92	2978,22
<b>ANUAL</b>			<b>R\$ 142.897,98</b>			<b>R\$ 95.699,33</b>	<b>-R\$ 47.198,64</b>

Conforme Tabela 15 haverá uma redução anual teórica de R\$47.198,64 no valor pago pelo consumo fora de ponta com a utilização da geração FV. Neste cálculo é considerado um valor fixo cobrado pela COPEL pela energia consumida, contudo anualmente os valores cobrados pela energia elétrica são ajustados conforme resoluções/portarias da ANEEL. A COPEL disponibiliza estes valores em sua página na *internet*, considerando o período de 2008 a 2018 obteve-se as seguintes variações indicadas na Tabela 16.

Tabela 16 – Reajustes tarifários energia elétrica, período 2008 a 2018. (COPEL, 2018)

Portaria / Resolução	Vigência	Variação Percentual
Resolução 2402/2018	24/06/2018	- Reajuste médio aplicado de 15,99%
Resolução 2255/2017	24/06/2017	- Reajuste médio aplicado de 5,85%
Resolução 2214/2017	01/05/2017	- Reversão da previsão do EER de Angra III
Resolução 2096/2016	24/06/2016	- Reajuste médio aplicado de -12,87%
Resolução 1897/2015	24/06/2015	- Reajuste médio aplicado de 15,32%
Resolução 1858/2015	02/03/2015	- Reajuste médio aplicado de 36,79%
Resolução 1763/2014	24/06/2014	- Reajuste médio aplicado de 24,86%
Resolução 1565/2013	24/06/2013	- Reajuste médio aplicado de 9,55%
Resolução 1431/2013	24/01/2013	- Reajuste médio aplicado de -19,28%
Resolução 1296/2012	24/06/2012	- Reajuste médio aplicado de -0,65%
Resolução 1158/2011	24/06/2011	- Reajuste médio aplicado de 2,99%
Resolução 1015/2010	24/06/2010	- Reajuste médio aplicado de 2,46%
Resolução 839/2009	23/06/2009	- Reajuste médio aplicado de 12,98% para consumidores inadimplentes e de 5,00% para consumidores adimplentes
Resolução 663/2008	24/06/2008	- Reajuste médio aplicado de 0,04%.

Durante os últimos dez anos houve uma variação média de 6,14%, ou seja, o reajuste anual de energia elétrica foi acrescido em 6,14% anualmente.

### 3.8 ANÁLISE ECONÔMICA

O estudo de viabilidade econômica deste projeto utilizará os métodos de período de *Payback* descontado, taxa interna de retorno e valor presente líquido. O método de *Payback* descontado considera o tempo necessário para que os benefícios do projeto, desconto na conta de energia elétrica, totalizem o investimento total realizado considerando uma taxa de retorno do investimento no tempo gasto. O valor presente líquido é a diferença entre o valor presente do projeto e o custo do projeto na data atual, resumidamente se o valor do VPL for positivo haverá lucro no projeto em um determinado espaço de tempo. A taxa interna de retorno é o valor de retorno anual composta que a cliente obterá, se aplicar recursos em um projeto e receber as entradas de caixa previstas.

No projeto será considerado a taxa de retorno da poupança de 7% ao ano.

Considerando o período mínimo de vida útil dos equipamentos da instalação, que conforme catálogos é de aproximadamente 25 anos para os módulos fotovoltaicos, e o custo total estimado do projeto, são verificados os parâmetros econômicos do projeto. Não será considerado no estudo a depreciação dos equipamentos durante o período de vida útil estimado para o sistema.



Tabela 17 – Análise Econômica Projeto

PAYBACK					TIR
Taxa de Retorno	7,00%	Custo	R\$496.295,00		14%
Alteração Tarifária:	6,14%	VPL	R\$506.389,90		
Período	Ano	Fluxo de Caixa (CF)	Valor Presente (VP)	Saldo	Fluxo de Caixa (CF)
0	2018	-R\$ 500.000,00	-R\$ 496.295,00		-R\$ 496.295,00
1	2019	R\$ 47.198,64	R\$ 44.110,88	-R\$452.184,12	R\$ 47.198,64
2	2020	R\$ 50.096,64	R\$ 43.756,34	-R\$408.427,78	R\$ 50.096,64
3	2021	R\$ 53.172,57	R\$ 43.404,66	-R\$365.023,12	R\$ 53.172,57
4	2022	R\$ 56.437,37	R\$ 43.055,80	-R\$321.967,33	R\$ 56.437,37
5	2023	R\$ 59.902,62	R\$ 42.709,74	-R\$279.257,59	R\$ 59.902,62
6	2024	R\$ 63.580,64	R\$ 42.366,47	-R\$236.891,12	R\$ 63.580,64
7	2025	R\$ 67.484,49	R\$ 42.025,95	-R\$194.865,17	R\$ 67.484,49
8	2026	R\$ 71.628,04	R\$ 41.688,17	-R\$153.177,00	R\$ 71.628,04
9	2027	R\$ 76.026,00	R\$ 41.353,11	-R\$111.823,89	R\$ 76.026,00
10	2028	R\$ 80.694,00	R\$ 41.020,74	-R\$ 70.803,15	R\$ 80.694,00
11	2029	R\$ 85.648,61	R\$ 40.691,04	-R\$ 30.112,12	R\$ 85.648,61
12	2030	R\$ 90.907,43	R\$ 40.363,99	R\$ 10.251,87	R\$ 90.907,43
13	2031	R\$ 96.489,15	R\$ 40.039,57	R\$ 50.291,44	R\$ 96.489,15
14	2032	R\$ 102.413,58	R\$ 39.717,75	R\$ 90.009,19	R\$ 102.413,58
15	2033	R\$ 108.701,78	R\$ 39.398,53	R\$129.407,72	R\$ 108.701,78
16	2034	R\$ 115.376,07	R\$ 39.081,87	R\$168.489,58	R\$ 115.376,07
17	2035	R\$ 122.460,16	R\$ 38.767,75	R\$207.257,33	R\$ 122.460,16
18	2036	R\$ 129.979,21	R\$ 38.456,16	R\$245.713,49	R\$ 129.979,21
19	2037	R\$ 137.959,94	R\$ 38.147,07	R\$283.860,57	R\$ 137.959,94
20	2038	R\$ 146.430,68	R\$ 37.840,47	R\$321.701,03	R\$ 146.430,68
21	2039	R\$ 155.421,52	R\$ 37.536,33	R\$359.237,37	R\$ 155.421,52
22	2040	R\$ 164.964,40	R\$ 37.234,64	R\$396.472,00	R\$ 164.964,40
23	2041	R\$ 175.093,22	R\$ 36.935,37	R\$433.407,37	R\$ 175.093,22
24	2042	R\$ 185.843,94	R\$ 36.638,50	R\$470.045,88	R\$ 185.843,94
25	2043	R\$ 197.254,76	R\$ 36.344,03	R\$506.389,90	R\$ 197.254,76

Considerando o método de Payback descontado haverá o retorno do investimento em 12 anos e utilizando o período de vida útil do sistema, haverá um lucro teórico neste período de R\$506.389,90, considerando o histórico de consumo do empreendimento, parâmetros de geração média anual e sem considerar a depreciação dos equipamentos.

## 4 CONCLUSÕES

Com os desequilíbrios naturais ocorridos atualmente e uma restrição de fontes hídricas para a construção de novos grandes empreendimentos, há a necessidade da utilização de fontes alternativas para o complemento da matriz energética brasileira.

Dado a estes fatores, a inclusão das energias renováveis não tradicionais, como a hidráulica, no sistema elétrico brasileiro vem aumentando consideravelmente e somado a redução de custos na aquisição dos sistemas estas novas fontes estão sendo utilizadas cada vez mais no Brasil, seja em grandes empreendimentos como usinas eólicas e solares definidos como gerações centralizadas, como na geração distribuída, onde a geração é individualizada por consumidores ou grupo de consumidores.

Em se tratando da aplicação da energia solar, foco deste estudo, devido à localização e extensão territorial do Brasil, a possibilidade da sua utilização é muito próspera e está em expansão, seja na forma de grandes usinas fotovoltaicas, como os grandes empreendimentos principalmente no nordeste brasileiro, como na instalação em residências e indústrias, em plantas com geração distribuída.

Verificando a procura crescente em sistemas fotovoltaicos no país e conforme aumento na produção energética mundial deste tipo de geração, os órgãos brasileiros regulamentadores de energia elétrica, em especial a ANEEL, realizam estudos e em 2012 lançam a norma regulamentadora 482, que regulamenta a produção de energia elétrica por fontes renováveis (hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada). Esta regulamentação foi um marco para a geração com utilização de fontes renováveis, pois permite a compensação por parte das distribuidoras pela energia inserida no sistema, abrindo grandes possibilidades para a utilização, em especial, da energia solar de forma distribuída.

Com a atualização da REN 482, a REN 486, a possibilidade de instalação de instalações com fontes renováveis foi ampliada, em especial, com a redução do processo burocrático para novas instalações e possibilidade de várias unidades consumidoras compartilharem a geração de energia, como em condomínios.

As edificações de uso coletivo recém lançadas e em lançamento estão cada vez mais agregando funcionalidades em suas instalações, proporcionando em um mesmo local, moradia, trabalho e lazer. Além da concentração de atividades, estes empreendimentos buscam uma maior visibilidade ao público investindo na sustentabilidade em suas construções, como melhor aproveitamento da luz solar, energia e acústica, provendo redução de custos e poluição gerada pelo empreendimento, agregando valor ao local

Verificando esta tendência de mercado, este trabalho realiza um estudo para a aplicação da geração fotovoltaica nestes empreendimentos. Com a disponibilidade de informações de consumo de energia elétrica e suas devidas instalações existentes, o empreendimento escolhido foi o edifício 7th Avenue Live & Work, inaugurado em 2015, que se enquadra no contexto de sustentabilidade em sua construção e possui uma área disponível a ser aproveitada para a geração fotovoltaica. Visando uma melhor aceitação para o cliente, o estudo considera a instalação dos módulos fotovoltaicos apenas nas áreas disponíveis das torres sem alterações visuais do empreendimento.

Utilizando as informações de consumo de energia elétrica, localização e área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos e demais componentes necessários à instalação, foi verificado que a área disponível não atende ao consumo total da instalação, pois, devido as disposições das torres e sua localização geográfica há diversos pontos com sombreamento significativo, inviabilizando a instalação dos módulos fotovoltaicos nestes locais.

Utilizando as características do local e devidos equipamentos, obteve-se uma potência instalada de 93000Wp, com a utilização de 271 módulos fotovoltaicos e 6 inversores. Devido as características do local, a geração no condomínio ocorreu de forma descentralizada, ocorrendo a conexão da geração ao sistema existente em pontos distintos da instalação elétrica (quadros existentes nos últimos andares de cada torre com geração).

Além do conceito que agrega a instalação fotovoltaica no local, a geração deve trazer um retorno financeiro ao consumidor. Durante o estudo foi verificado que, devido às restrições do local, a redução correrá apenas para uma parcela do consumo. Considerando o período fora de ponta, onde há a contribuição da geração, foi

verificado uma redução teórica média de 33% ao ano no consumo fora de ponta, totalizando uma economia de R\$47.000,00 anuais na conta de energia elétrica, mantendo os valores cobrados no histórico de consumo.

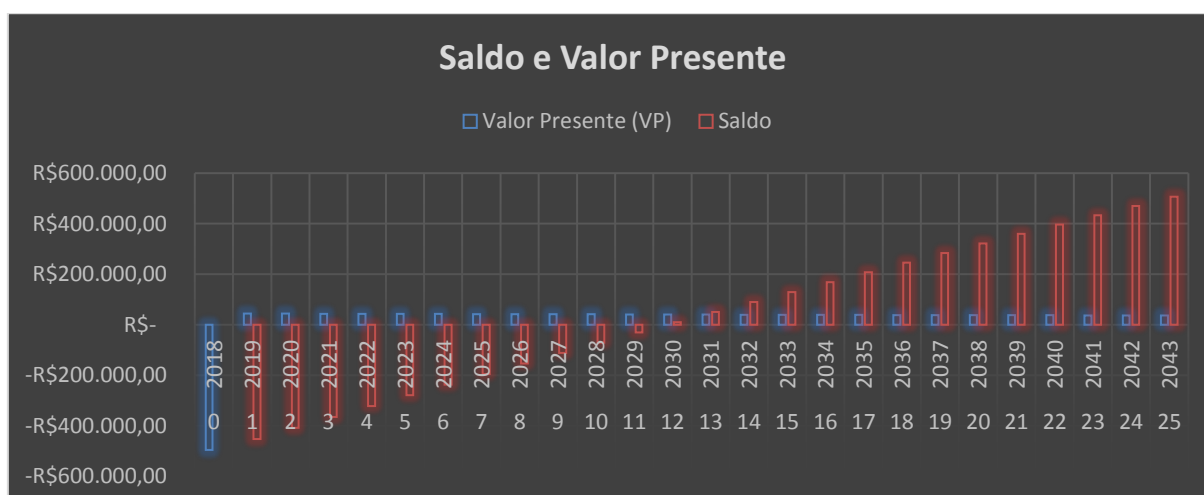
Realizando a proporção investimento necessário por kWp, obteve-se o custo por kWp do projeto:

$$\frac{R\$496.295,00}{93000Wp} = R\$5.001,08/kWp$$

Observando os valores praticados no mercado para instalações semelhantes, o valor obtido é coerente em comparação a situações reais.

Realizando uma análise econômica do projeto, com suas determinadas variantes consideradas, o retorno financeiro é obtido teoricamente no 11º ano.

Gráfico 4 – Saldo e Valor Presente



Neste estudo foi considerado uma vida útil para o sistema de 25 anos, com isto, o retorno financeiro da instalação em 25 anos será de R\$ R\$506.389,90, o que indica que além de ser viável, o projeto a longo prazo é atrativo.

Como a utilização de energias renováveis em edificações, em especial a energia fotovoltaica, não se restringe apenas no retorno financeiro, o projeto agregará valor e visibilidade ao empreendimento, que desde sua construção priorizou o conceito de sustentabilidade e vende esta ideia a seus consumidores. Caso a proposta apresentada neste trabalho fosse aplicada desde a construção do empreendimento, o valor da instalação seria absorvido entre todas as unidades agregando ainda mais conceito de sustentabilidade ao projeto.

Com base nos resultados obtidos, concluímos que, diferentemente do que o clima de Curitiba aparenta, a utilização de instalações fotovoltaicas em edifícios é uma atividade possível e viável a ser utilizada como complementação de parte da energia elétrica requerida, tornando-se uma opção atrativa na questão de conceito desde sua instalação e lucrativamente durante o período de vida útil do sistema.

O mesmo estudo utilizado para este empreendimento pode ser aplicado a outros existentes e novos, desde que possuam as mínimas características de espaço e localização para o aproveitamento da energia fotovoltaica.

## REFERÊNCIAS

ABNEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. [S.l.]. 2012.

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/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3\\_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99)>.

ANEEL. Banco de Informações de Geração. **http: //www2.aneel.gov.br**, 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 13 Janeiro 2018.

ANEEL, A. N. D. E. E. **Resolução Normativa numero REN 482/2012**. [S.l.]. 2012.

ANEEL, A. N. D. E. E. **Resolução Normativa nº687, Alteração da Resolução Normativa nº 482 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST**. [S.l.]. 2015.

AZEVEDO, J. G. **Geração Distribuída: Uso da Energia Solar em Condomínios de Edifícios**. Recife. 2015.

COPEL. COPEL - Informações Úteis. **http: //www.copel.com**, 2018. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>>. Acesso em: 25 Junho 2018.

COPEL. COPEL Alterações Tarifárias. **http: //www.copel.com**, 2018. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2F04afb43850ca33c503257488005939b7>>. Acesso em: 03 Julho 2018.

DAZCAL, R. G.; JÚNIOR, A. G. D. M. **Estudo da implementação de um sistema de energia solar fotovoltaica em um edifício da universidade presbiteriana mackenzie**. São Paulo. 2007.

DISTRIBUIÇÃO, C. **NTC 905200 Acesso de Micro e Minigeração Distribuída**. COPEL. [S.I.], p. 70. 2014.

EGGERT, G. L. **Projeto elétrico de um edifício de uso coletivo com geração distribuída**. Curitiba. 2013.

ELÉTRICA, A. N. D. E. **Resolução Normativa Nº 482: condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica**. [S.I.]. 2017.

ENERGIA, C. P. D. <http://www.copel.com>. **COPEL**, 2018. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>>. Acesso em: 25 JUNHO 2018.

ESTEVES, E. N. **Estudo da viabilidade técnica e econômica para geração de energia elétrica utilizando painel fotovoltaico em uma residência no interior de São Paulo**. CURITIBA. 2014.

GMBH, F. I. <https://www.fronius.com/>. **https://www.fronius.com/**, 2018. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/comercial/inversor/fronius-symo/fronius-symo-17-5-3-m>>. Acesso em: 06 Junho 2018.

GOOGLE. Google Earth Pro. **https://www.google.com/earth/**, 06 Maio 2018.

INCORPORADORA, T. <http://www.7thavenue.com.br/apresentacaodigital/#apresentacao/>. **http://www.7thavenue.com.br**, 2016. Disponível em: <<http://www.7thavenue.com.br/apresentacaodigital/#apresentacao/>>. Acesso em: 01 Maio 2018.

KUHNEN, Á. D. R. **Energia solar fotovoltaica nas áreas comuns dos prédios residenciais das superquadras sul e norte do Distrito Federal**. Brasília. 2016.

MAGARREIRO, C.; FREITAS, S.; BRITO, C. Radiação e energia solar. **Gazeta de Física**, Lisboa, v. 39. ISSN 1/2.

MARIANO, J. D.; JUNIOR, J. U. **A geração fotovoltaica e sua contribuição energética e deslocamento da demanda na sede centro da UTFPR**. Congresso Brasileiro de Geração Distribuída. Fortaleza - Ceará: CBGD. 2017.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São Jose dos Campos. 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL – CRESESB. Rio de Janeiro. 2014.

SANTANA, L. <http://blog.bluesol.com.br>. **blog.bluesol.com.br**, 2017. Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/energia-solar-industrial/>>. Acesso em: 17 Maio 2018.

SANTANA, M. V. Influência de parâmetros construtivos no consumo de energia, Florianópolis, 24 ABRIL 2006.

SILVESTRI, A. F.; TAKASAKI, V. G. **Estudo de viabilidade para implantação de geração fotovoltaica em shopping centers na região de Curitiba**. UTFPR. CURITIBA, p. 101. 2014.

SISTEMAS, G. S. D. **Grupo Setorial de Sistemas Grupo Setorial de Sistemas Grupo Setorial de Sistemas Grupo Setorial de Sistemas**. São Carlos. 2012.

SOUZA, D. A. D.; SILVA, G.. **Estudo da viabilidade de implementação de um sistema de energia solar fotovoltaica na instituição de ensino Doctum de Caratinga**. Ceará. 2015.

SUNEARTHTOOLS. <https://www.sunearthtools.com/pt/solar/index.php>.  
**Sunearthtools**, 2018. Disponível em:



<[https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos\\_sun.php?lang=pt](https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=pt)>. Acesso em: 06 Maio 2018.

TEIXEIRA, A. D. A.; CARVALHO, M. C.; LEITE, L. H. D. M. **Análise de viabilidade para a implantação do sistema de energia solar residencial**. Belo Horizonte. 2011.

TIEPOLO, G. M. **A Energia Solar e o Potencial Fotovoltaico do Estado do Paraná**. Curitiba: UTFPR. 2015.

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

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações**. 2ª Edição. ed. São Paulo: Érica - Saraiva, 2015.

## ANEXO 1

 <b>COPEL</b> Copel Distribuição S.A. Rua José Izidoro Blazetto, 158 - Curitiba-PR - 81.200-240 CNPJ 04.368.898/0001-06 - IE: 90.233.073-99 - IM: 423.992-4	página 1 / 2  www.copel.com 0800 643 75 75	<b>Mês de referência</b> <b>Maio/2018</b>	<b>Nº de Identificação</b> <b>98026020</b>
		<b>Vencimento</b> <b>25/05/2018</b>	<b>VALOR</b> <b>R\$ 20.402,82</b>
7TH AVENUE LIVE E WORK R CONS LAURINDO, 1138 - PE 981 11 COND RESIDENCIAL REBOUCAS - CURITIBA - PR - CEP: 80230-180 CNPJ 23.255.786/0001-93		FAT-01-20186222274645-30	

## Valores Faturados

## NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA Nº 018.422.538 - SÉRIE B

Emitida em 08/05/2018

Produto	Un.	Grandezas	Valor	Valor Total	Base de	Aliq.
Descrição		Faturadas	Unitário		Cálculo	ICMS
ENERGIA ELET CONSUMO PTA	kWh	3256,00	1,777961	5.789,04	5.789,04	29,00
ENERGIA ELET CONSUMO F PTA	kWh	27990,00	0,421727	11.804,14	11.804,14	29,00
DEMANDA	kW	91,58	21,489535	1.966,18	1.966,18	29,00
DEMANDA ULTRAPASSAGEM15/04/18 - 21:30	kW	16,58	42,939083	711,93	711,93	29,00
ENERGIA CONS. B.AMARELA	kWh			45,67	45,67	29,00

CONT ILUMN PUBLICA MUNICIPIO

85,86

# Segunda Via

Base de Cálculo do ICMS	Valor ICMS	Valor Total da Nota Fiscal
20.316,96	5.891,91	20.402,82
Reservado ao Fisco: 6411.EF91.E289.1E3F.219C.9C69.8EF2.E108		

Em atendimento à Lei 12.007/2009, a Copel Distribuição S. A. declara, pela presente, que as faturas de energia elétrica desta unidade consumidora e de sua responsabilidade, vencidas em 2017, encontram-se devidamente quitadas. Esta declaração substitui os comprovantes de pagamento das faturas vencidas em 2017, salvo aqueles contestados judicialmente e ou derivados de grandezas não faturadas.

INCLUSO NA FATURA PIS R\$180,83 E COFINS R\$835,82 CONFORME RES. ANEEL 130/2005.

FATURA DO MES 04/2018 ARRECADADA POR DEBITO AUTOMATICO

GERENTE DA AGENCIA COPEL DE SUA REGIAO: ELCIO DIONI FURLAN

Atraso superior a 45 dias sujeita inclusão no cadastro de inadimplentes CADIN/PR

A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores não relacionados à prestação do serviço de energia elétrica, como convênios e doações.

Agora é possível recorrer à Ouvidoria da Copel pelo Site ou Mobile.

Períodos Band.Tarif.: Verde:05/04-30/04 Amarela:01/05-04/05

# Segunda Via

IDENTIFICAÇÃO  
98026020

Mês  
05/2018

Vencimento  
25/05/2018

Valor a Pagar  
20.402,82

83660000204 9 02820111000 5 00101020186 9 22227464530 8

NAO RECEBER - DEBITO AUTOMATICO - BANCO - 237 - AGENCIA - 5755



**COPEL**  
Copel Distribuição S.A.  
Rua José Izidoro Blazetto, 156 - Curitiba-PR - 81 200-240  
CNPJ 04.368.898/0001-06 - IE: 90.233.073-99 - IM: 423.992-4

página 1 /



www.copel.com  
0800 643 75 75

**7TH AVENUE LIVE E WORK**  
**R CONS LAURINDO, 1138 - PE 981 11 COND RESIDENCIAL**  
**REBOUCAS - CURITIBA - PR - CEP: 80230-180**

CNPJ 23.255.786/0001-93

Mês de referência **Maio/2018**

Nº de Identificação **98026020**

Vencimento **25/05/2018**

VALOR **R\$ 20.402,82**

FAT-01-20186222274645-30  
Emitida em 08/05/2018

**EXTRATO DE FATURAMENTO - TARIFA HORARIA VERDE**

Mês/Ano Consumo/Use do Sistema: 05/2018		Comerc/Condomínios Prediais		EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO			
Data Provável Aparent	17/05/2018	Perdas de Transformação:	0%	SAG 1681HD	KW	KWh	kvarh
Data Real Leit Atual	04/05/2018	Rel. Transform. Corrente:	30/5	Medidor	0031607622	0031607622	0031607622
Data Real Leit Anterior	04/04/2018	Rel. Transform. Potencial:	13800/115	Constante	0.86400	0.21600	0.21600
Data Provável Prox Leitura	04/06/2018			Constante Excedente Relativo KWh/KWh			0.21600

Grandezas e Valores para Faturamento							
Produto	Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Contratado	Faturado	Tarifa	Total
ENERGIA ELET CONSUMO PTA	402489	417567	3256,00		3256,00	1,777961	5.789,04
ENERGIA ELET CONSUMO F PTA	3838873	3968459	27990,00		27990,00	0,421727	11.804,14
DEMANDA	99	106	91,58	75,00	91,58	21,469535	1.966,18
DEMANDA ULTRAPASSAGEM1504/18 - 21:30			16,58	0,00	16,58	42,939083	711,93
ENERGIA CONS. S.AMARELA							45,67
ENERGIA ELETRICA CONSUMO	4241362	4386026	31247,00				
ENERGIA REAT EXC PONTA	26	26	0,00				
ENERGIA REAT EXC F PONTA	285	285	0,00				
ENER.REAT.INDUTIVA	1114510	1155006	8747,00				

Indicadores de Qualidade					
Conjunto: CAPANEMA			Mês: 03/2018		
Realizado:	DIC	FIC	DMIC	DICRI	EUSD (R\$)
Limite Mensal:	3,13	1,95	2,44	9,77	4.717,68
Limite Trimestral:	6,27	3,91	-	-	-
Limite Anual:	12,55	7,82	-	-	-

Tensão Contratada: 13200 volts  
Limite Adequado de Tensão: 12260 a 13950 volts  
O não cumprimento dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI definidos pela ANEEL resulta em compensação financeira ao consumidor pela concessionária no faturamento. É direito do consumidor solicitar a supensão destes indicadores a qualquer tempo.

Histórico de Consumo e Pagamentos											
Consumo (kWh)						Demanda (kW)					
Mês/Ano	Valor da Fatura	Data de Vencimento	Data de Pagamento	Consumo Ponta	Consumo Fora Pta.	Demanda Ponta	Demanda Fora Pta.	Dem. Cont. Ponta	Dem. Cont. Fora Pta.	Dem. Tol. Ponta	Dem. Tol. Fora Pta.
05/2018	20.402,82	25/05/2018		3256	27990	82,08	91,58	0	75	0	78,75
04/2018	21.161,25	25/04/2018	25/04/2018	3350	29896	88,99	85,53	0	75	0	78,75
03/2018	19.552,14	25/03/2018	26/03/2018	2888	26205	95,04	82,94	0	75	0	78,75
02/2018	21.467,63	25/02/2018	26/02/2018	3388	29538	76,89	79,48	0	75	0	78,75
01/2018	22.851,74	25/01/2018	25/01/2018	3275	29204	76,03	77,76	0	75	0	78,75
12/2017	23.020,42	25/12/2017	26/12/2017	2951	28585	79,48	72,57	0	75	0	78,75
11/2017	23.251,11	25/11/2017	27/11/2017	3177	29503	70,84	79,48	0	75	0	78,75
10/2017	22.910,72	25/10/2017	25/10/2017	3187	28704	67,39	84,67	0	150	0	157,5
09/2017	23.567,60	25/09/2017	25/09/2017	3202	29683	68,25	82,08	0	150	0	157,5
08/2017	22.866,26	25/08/2017	25/08/2017	3477	28486	68,25	79,48	0	150	0	157,5
07/2017	18.141,90	25/07/2017	25/07/2017	2695	25776	68,25	77,76	0	150	0	157,5
06/2017	18.494,05	25/06/2017	26/06/2017	2885	25270	65,66	75,16	0	150	0	157,5

ANEXO 2



**MAXPOWER**  
**CS6U-325 | 330 | 335 | 340P**

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

**KEY FEATURES**

-  Excellent module efficiency of up to: 17.49 %
-  Outstanding low irradiance performance of up to: 96.0 %
-  High PTC rating of up to: 92.21 %
-  IP68 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

**25 years** linear power output warranty

**10 years** product warranty on materials and workmanship

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001:2008 / Quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO / CEC AU  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE  
UNE 9177 Reaction to Fire: Class 1  
IEC 60068-2-68: SGS  
Take-e-way



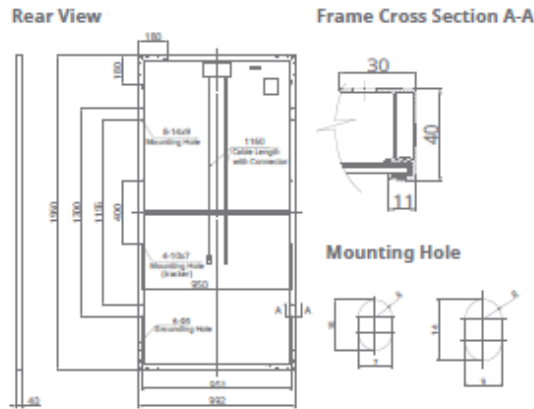
\* Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 21 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

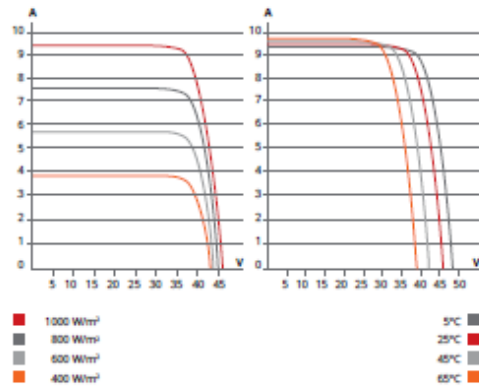
**CANADIAN SOLAR INC.**

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS6U-330P / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS6U	325P	330P	335P	340P
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W	340 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V	37.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A	9.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V	45.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 A	9.62 A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%	17.49%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1960x992 x 40 mm (77.2x39.1 x 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

CS6U	325P	330P	335P	340P
Nominal Max. Power (Pmax)	239 W	242 W	246 W	250 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	34.2 V	34.4 V	34.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.01 A	7.08 A	7.15 A	7.22 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.4 V	42.5 V	42.6 V	42.7 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 A	7.77 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

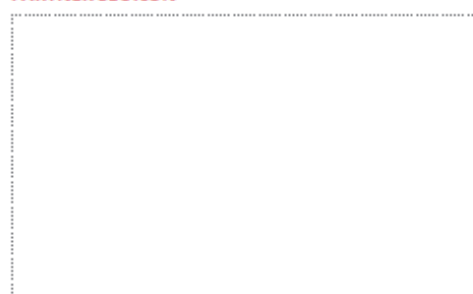
**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43 ± 2 °C

**PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE**

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

**PARTNER SECTION**



The aforesaid datasheet only provides the general information on Canadian Solar products and, due to the on-going innovation and improvement, please always contact your local Canadian Solar sales representative for the updated information on specifications, key features and certification requirements of Canadian Solar products in your region.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## ANEXO 3

14/08/2018

Fronius Brasil

**FRONIUS BRASIL**

## Fronius Symo BR 12.0-3 208/204



O futuro da energia solar comercial está agora disponível!



O inversor Fronius Symo Brasil de potências 10,0 kW / 12,0 kW / 15,0 kW é o inversor solar trifásico compacto, ideal para aplicações comerciais com conexão a rede 220/127V.

Os modelos SnapInverter tem uma enorme quantidade de recursos totalmente integrados, como por exemplo, o Design SuperFlex com dois MPPT's, e um processo de instalação como nenhum outro. O suporte de montagem articulado e o inversor leve proporcionam uma instalação simplificada que pode ser realizada em menos de 15 minutos.

Vários recursos líderes de mercado estão disponíveis ou já integrados no Fronius Symo Brasil, incluindo interfaces para monitoramento contínuo e registro de dados, Wi-Fi, Sun-Spec e ModBus, além da inovadora plataforma online e móvel de monitoramento Fronius Solar. Web.

## Dados Técnicos

DADOS DE ENTRADA		FRONIUS SYMO 12.0-3 208/240
Potência PV recomendada (kWp)		9,5 - 15,5
Máx. corrente de entrada (Idc)		25,0 A / 16,5 A
Máx. corrente de entrada (MPPT1)		41,5 A
Máx. corrente do conjunto curto circuito (1,5 * Idcmax) MPPT 1		37,5 A / 24,8 A
Faixa de tensão da operação		200 - 600 V
Máx. tensão de entrada		600 V
Tensão nominal de entrada 208/240		350 V / 370 V
MPP - Alcance de voltagem		300 - 500 V
Bitola de condutor DC		AWG 14 - AWG 6 cobre, AWG 6 alumínio, AWG 4 - AWG 2 cobre ou alumínio combinados
Número de MPPT		2
DADOS DE SAÍDA		FRONIUS SYMO 12.0-3 208/240
Máx. potência de saída		11995 VA
Máx. corrente de saída 208		33,3 A
Máx. corrente de saída 240		28,9 A
Disjuntor AC recomendado 208 / 240		45 A / 40 A
Máx. eficiência		97,0 %
CEC eficiência		98,5 %
Bitola de condutor AC		AWG 14 - AWG 8
Conexão a rede		208/240
Frequência		60 HZ
Distorção Harmônica Total		< 1,75 %
Fator de Potência		0-1 ind./cap.
DADOS GERAIS		FRONIUS SYMO 12.0-3 208/240
Dimensões (Peso)		20,1 x 28,5 x 8,9 inches
Grau de Proteção		NEMA 4X
Consumo noturno		< 1 W
Design do inversor		Sem transformador
Resfriamento		Refrigeração de ar condicionado
Instalação		Montagem interna e externa
Faixa de temperatura		-40 - 140° F

14/06/2018

Fronius Brasil

ambiente

Umidade

relativa 0 - 100 % (non condensing)

permitida

Terminais de conexão DC 6x DC+ and 6x DC- screw terminals for copper (solid / stranded / line stranded) or aluminum (solid / stranded)

Terminais de conexão AC Screw terminals 14-6 AWG

Certificados de conformidade2 No. UL 1741-2010, UL 1998 (for functions: AFCI, GFDI and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C22.1-2013 (September 2011), UL 1699B Issue 2-2013, CSA TIL M-07 Issue 1-2013

**INTERFACES & DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO WITH THE FRONIUS DATAMANAGER 2.0 CARD INTEGRATED INTO AT LEAST 1 UNIT PER 100 INVERTERS**

Wi-Fi / Ethernet / Serial / Datalogger and webserver 6 inputs or 4 digital inputs/outputs Fronius Solar.web / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU

External relay controls

**AVAILABLE WITH ALL SYMO MODELS**

Datalogging and inverter update possible via USB

USB (A socket) Fronius Solar Net, interface protocol

2x RS422 (RJ45 socket)

AFCI Yes, included

NEC 2014 Compliant & DC disconnect

Yes

## Tecnologia



### Processo de Substituição da placa PC

A fundação do único processo de substituição da placa PC é colocada à medida que desenvolvemos nossos inversores, como placas de PC só podem ser substituídos se o dispositivo foi concebido em conformidade. Isto permite que nossos parceiros do Fronius Service Partner forneça o serviço mais rápido do mercado.



### Sistema SnapInverter

A principal característica no design de nossos dispositivos é que o compartimento de conexão é separado do compartimento de conjunto de estágio de potência, sendo instalados separadamente. A área de ligação e de todo o cabeamento está equipado para primeira parede. O compartimento de palco e energia é montado depois. O sistema de montagem SnapInverter torna a instalação e manutenção extremamente fácil para o próprio usuário instalá-lo. O inversor é simplesmente colocado no suporte de parede e, em seguida, fixado. Para a manutenção não é necessário remover todo o inversor, apenas o conjunto de estágio de potência. Todos os cabos, ajustes e configurações permanecem no local.



### Interface WLAN

Simple sistema de monitoramento de fácil utilização é muito importante para a Fronius. Com o Fronius datamanager, somos o primeiro fabricante de inversor a oferecer uma interface WLAN integrada. O inversor é conectado à internet sem cabos e concede-lhe a visão geral perfeita como o sistema PV adicional está operando.



### SuperFlex Design

A Fronius SuperFlex design combina todos os requisitos de projeto do sistema em um único inversor. Dois rastreadores MPP combinados com a alta tensão do sistema e ampla tensão de entrada garantem a máxima flexibilidade. Cada entrada DC, e portanto, cada rastreador MPP, é capaz de acomodar toda a potência nominal do inversor. O resultado: um inversor para cada aplicação. Graças ao design SuperFlex, um único inversor que pode lidar qualquer desafio - incluindo diferentes orientações detalhado, sombreamento de uma ou duas cordas ou uso de módulos residuais.



### Peak Manager dinâmico

O Peak Manager dinâmico é um novo algoritmo de rastreamento MPP que se adapta dinamicamente para buscar o ponto de funcionamento ideal. A principal característica é que o Peak Manager dinâmico verifica automaticamente a curva característica em uma base regular o Global Maximum Power Point (GMPP) mesmo em sombra parcial.

### Smart Grid Ready

## ANEXO 4

## ESTRUTURAS PARA FIXAÇÃO COM AJUSTE DE INCLINAÇÃO SOBRE LAJ

Estructura para fijación en placa con ajuste de inclinación



## Estrutura com ajuste de inclinação

Estructura con ajuste de inclinación

## Características

Possibilita Inclinarse o painel em relação à laje

Inclinação definida sob medida

Montagem de vários tamanhos e posicionamento (retrato ou paisagem de painéis fotovoltaicos)

## Características

Possibilita Inclinarse el panel en relación a la placa

Inclinación definida bajo medida

Montaje de varios tamaños y posicionamiento (retrato o paisaje de paneles fotovoltaicos)



## Componentes da estrutura de fixação para telhado de fibrocimento com ajuste de inclinação

SO-001

**Material:**  
Alumínio natural ou anodizado.**Descrição:**  
Tamanho padrão em kits de 2,05m e 1m. Possibilidade de tamanhos específicos para projetos exclusivos de acordo com a necessidade do cliente.**Material:**  
Aluminio natural o anodizado**Descripción:**  
Tamaño estándar en kits de 2,05m y 1m. Posibilidad de tamaños específicos para proyectos exclusivos de acuerdo con la necesidad del cliente.

JC03

**Material:**  
Alumínio natural ou anodizado.**Descrição:**  
Peça utilizada para emenda de perfis.**Material:**  
Aluminio natural o anodizado**Descripción:**  
Pieza utilizada para la enmienda de perfiles



## B05



**Material:**  
Alumínio natural ou anodizado.

**Descrição:**  
Base para fixação da estrutura ao telhado ou superfície

**Material:**  
Aluminio natural o anodizado

**Descripción:**  
Base para fijación de la estructura al tejado o superficie.

## BR02



**Material:**  
Alumínio natural ou anodizado.

**Descrição:**  
Pilar da estrutura. É fornecida em dois tamanhos para possibilitar a inclinação diferenciada..

**Material:**  
Aluminio natural o anodizado

**Descripción:**  
Pilar de la estructura. Es entregada en dos tamaños para possibilitar la inclinación diferenciada.

## BR02\_01



**Material:**  
Alumínio natural ou anodizado.

**Descrição:**  
Peça para auxiliar a fixação do pilar BR02 à base B05.

**Material:**  
Aluminio natural o anodizado

**Descripción:**  
Pieza para auxiliar la fijación del pilar BR02 a la base B05.

## P01



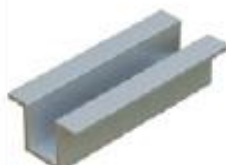
**Material:**  
Alumínio natural ou anodizado.

**Descrição:**  
Peças para fixação lateral de perfis.

**Material:**  
Aluminio natural o anodizado.

**Descripción:**  
Piezas para fijación lateral de perfiles.

## P03



**Material:**  
Alumínio natural ou anodizado.

**Descrição:**  
Peça para fixação intermediária entre painéis

**Material:**  
Aluminio natural o anodizado;

**Descripción:**  
Pieza para fijación intermedia entre paneles.

# APÊNDICE 1

