

THIAGO SATIO YOSHIDA DE CAMARGO CARMELLO

Viabilidade técnica e econômica da utilização de energia solar fotovoltaica no
programa habitacional “Minha Casa, Minha Vida”

SÃO PAULO

2016

THIAGO SATIO YOSHIDA DE CAMARGO CARMELLO

Viabilidade técnica e econômica da utilização de energia solar fotovoltaica no
programa habitacional “Minha Casa, Minha Vida”

Dissertação apresentada a Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
especialista em Energias Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência
Energética

Área de Concentração:

Energias Renováveis, Geração
Distribuída e Eficiência Energética

Orientador: Prof. Cláudio Roberto de
Freitas Pacheco

SÃO PAULO

2016

Catalogação-na-publicação

Carmello, Thiago Satio Yoshida de Camargo
Viabilidade técnica e econômica da utilização de energia solar fotovoltaica
no programa habitacional “Minha Casa, Minha Vida” / T. S. Y. C. Carmello --
São Paulo, 2016.
62 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída
e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Inversores de frequênci 2.Painel Fotovoltaico 3.Energia Solar
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de
Educação Continuada em Engenharia II.t.

RESUMO

Este trabalho abordou o dimensionamento e principais aspectos que devem ser considerados na implementação da geração distribuída através energia solar implementada em residências populares.

Sendo selecionados cinco cidades brasileiras de diferentes regiões do país, possibilitando uma análise em âmbito nacional para este dimensionamento. Como programa habitacional, foi considerado o programa “Minha Casa, Minha Vida” e as suas tipologias mínimas de implementação – casas ou apartamentos.

Ao longo do trabalho, foram apresentados os conceitos para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, considerando uma área para implementação sendo consideradas 9 m² para a casa e 50,4 m² para o prédio. Foram considerados também os aspectos técnico-econômicos para a seleção dos equipamentos que compõem o sistema, chegando a uma viabilidade econômica em apartamentos, devido ao rateio entre os moradores do empreendimento.

E por fim foi feita uma projeção da energia que seria gerada para as cinco cidades estudadas chegando-se ao valor de 636,74 GWh/ano.

Palavras Chave: Inversores de frequência, Painel fotovoltaico, Energia Solar

ABSTRACT

This paper treated the dimensioning and key aspects that need to be considered in a solar energy distributed system using popular residences.

It was selected five Brazilian cities from different regions, making possible to forecast the analysis for a national analyse. The habitational Brazilian program “Minha Casa, Minha Vida”, was the scope of this work, it was considered the minimum requirements for house and apartments types from this program.

During the development, it was introduced solar energy system concepts, considering a determined area for implementation 9m² for house type and 50,4 m² for building type. It is also considered technical and economic aspects when selecting the equipment for this system and concluded that for apartment type is economic viability because of the sharing cost between the building residents.

And finally was made a projection for the possible energy that could be generated 636 GWh/year if the system was used in the five cities that was studied.

Keywords: Frequency Inverter, Photovoltaic panel Solar Energy

SUMÁRIO

1	Introdução	10
1.1	Contextualização.....	10
1.2	Motivação	10
1.3	Objetivo	10
2	Revisão Bibliográfica.....	11
2.1	Conjuntos Habitacionais Populares no Brasil	11
2.2	Potencial Solar. Atlas solarimétrico e CRESESB.	14
2.3	Características Painéis Fotovoltaicos disponíveis no Mercado Brasileiro	16
2.3.1	Glossário dos termos mais comuns relacionados a painéis fotovoltaicos	16
2.3.2	Tabela com o custo dos painéis fotovoltaicos.....	19
2.4	Características dos Inversores corrente contínua para corrente alternada (cc/ca) disponíveis no mercado brasileiro	19
2.4.1	Glossário dos termos mais comuns relacionados a inversores cc/ca....	20
2.4.2	Tabela com o custo dos inversores cc/ca	22
2.5	Roteiro de Cálculo para avaliação da área de painéis fotovoltaicos para uma potência pico especificada.....	22
2.6	Roteiro de cálculo de viabilidade econômica	25
3	Desenvolvimento.....	26
3.1	Levantamento de regiões onde se instalaram conjuntos habitacionais populares.	26
3.2	Avaliação do Potencial Solar destas localidades.....	26
3.3	Área de painéis fotovoltaicos típica	31

3.4	Análise das características dos inversores existentes no mercado brasileiro selecionando os adequados para este tipo de instalação do ponto de vista tecnológico, operacional e de manutenção.....	42
3.5	Instalação Típica recomendada. Especificação Técnica. Custo de Componentes e Materiais. Recomendações de operação e manutenção. Custo de Manutenção.....	43
3.6	Análise de Viabilidade Econômica	45
3.6.1	Custo de implementação	45
3.6.2	Custo de manutenção	45
3.6.3	Energia gerada e a sua precificação	46
3.6.4	Amortizações.....	46
3.6.5	Payback Simples	47
3.6.6	Fluxo de Caixa para 25 anos.....	48
3.7	Potencial de energia gerada nas cidades	59
4	Conclusão	60
5	Referência Bibliográfica.....	61
Anexo I	Especificação das características dos empreendimentos Minha Casa, Minha Vida.....	I-1
Anexo II	Tabelas do CRESESB	II-1
Anexo III	Catálogo dos painéis fotovoltaicos	III-1
Anexo IV	Catálogo dos inversores de CC/CA.....	IV-1
Anexo V	Energia gerada mensalmente para as tipologias 1 e 2 das cidades estudadas.....	V-1

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Faixas e características do PMCMV	12
Tabela 2.2 - Distribuição do Programa minha Casa, Minha Vida	13
Tabela 2.3 – Dados SunData para o plano horizontal - Belém/PA	15
Tabela 2.4 - Dados SunData para os planos inclinados – Belém/PA	15
Tabela 2.5 - Divisão dos modelos de painéis fotovoltaicos certificados pelo INMETRO	16
Tabela 2.6 - Preço médio dos painéis fotovoltaicos.....	19
Tabela 2.7 - Divisão dos modelos de inversores certificados pelo INMETRO ...	20
Tabela 2.8 - Preço médio dos painéis fotovoltaicos.....	22
Tabela 3.1 - Dados das cidades adotadas no trabalho	26
Tabela 3.2 - Resumo das estações das cidades selecionadas	26
Tabela 3.3 - Dados dos planos inclinados - Belém/PA.....	27
Tabela 3.4 - Dados dos planos inclinados - Goiânia/GO.....	27
Tabela 3.5 - Dados dos planos inclinados - Uberaba/MG	28
Tabela 3.6 - Dados dos planos inclinados – Porto Alegre/RS.....	28
Tabela 3.7 - Dados dos planos inclinados – São Paulo/SP	29
Tabela 3.8 - Dados para o dia médio do mês.....	29
Tabela 3.9 – Resultado para o plano inclinado $\beta = 10^\circ$ - Belém.....	31
Tabela 3.10 - Temperatura mínima e máxima mensais das localidades em °C ..	31
Tabela 3.11 - Dados do mês crítico para as localidades.....	32
Tabela 3.12 – Folha de dados do painel CS6X-315P.....	33
Tabela 3.13 - Folha de dados dos inversores da Fronius	37
Tabela 3.14 - Itemização e Custo do sistema para tipologia 1	44
Tabela 3.15 - Itemização e Custo do sistema para tipologia 2	44
Tabela 3.16 - Investimento inicial para as tipologias 1 e 2 por UH	45

Tabela 3.17 – Custo de manutenção anual para as tipologias 1 e 2 por UH	45
Tabela 3.18 - Tarifa da energia elétrica - Residencial comum.....	46
Tabela 3.19 - Energia gerada anualmente para as tipologias 1 e 2	46
Tabela 3.20 - Aportes	47
Tabela 3.21 - Quadro resumo dos ganhos	47
Tabela 3.22 - Payback por UH- Tipologia 1	48
Tabela 3.23 - Payback por UH- Tipologia 2	48
Tabela 3.24 - Fluxo de Caixa - Tipologia 1 - Belém/PA.....	49
Tabela 3.25 - Fluxo de Caixa - Tipologia 2 - Belém/PA.....	50
Tabela 3.26 - Fluxo de Caixa - Tipologia 1 - Goiânia/GO.....	51
Tabela 3.27 - Fluxo de Caixa - Tipologia 2 - Goiânia/GO.....	52
Tabela 3.28 - Fluxo de Caixa - Tipologia 1 - Uberaba/MG	53
Tabela 3.29 - Fluxo de Caixa - Tipologia 2 - Uberaba/MG	54
Tabela 3.30 - Fluxo de Caixa - Tipologia 1 – Porto Alegre/RS	55
Tabela 3.31 - Fluxo de Caixa - Tipologia 2 – Porto Alegre/RS	56
Tabela 3.32 - Fluxo de Caixa - Tipologia 1 – São Paulo/SP	57
Tabela 3.33 - Fluxo de Caixa - Tipologia 2 – São Paulo/SP	58
Tabela 3.34 - Potencial de geração das cidades selecionadas no PMCMV.....	59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Dinâmica da população - Microrregião.....	12
Figura 2.2 - Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100Wp.	17
Figura 2.3 - Arranjo série de células/painéis fotovoltaicos	18
Figura 2.4 - Arranjo paralelo de células/painéis fotovoltaicos.....	19
Figura 2.5 - Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP.....	23
Figura 3.1 – Instalação típica e suas identificações.....	43

1 Introdução

1.1 Contextualização

Durante os últimos anos o governo brasileiro teve como foco o programa habitacional “Programa Minha Casa, Minha Vida”, tendo uma abrangência em âmbito nacional. Através de iniciativas como a especificação de termos o aquecimento solar de água como um dos requisitos do programa, a utilização de energia solar para o aquecimento solar possibilitou o desenvolvimento de tecnologias nacionais para atender o mercado. Caso adotado as mesmas iniciativas para a geração de energia solar distribuídas nessas residências, poderemos ter uma redução do custo da implementação dessa fonte de energia, e diminuindo a necessidade de implementação de grandes centrais de geração de energia.

1.2 Motivação

Os micro-geradores fotovoltaicos de até 75 kW pico, podem se tornar atrativos se puderem ser adotados em programas governamentais de residências populares ao lado de aquecedores solares para água. Pequenas áreas de painéis fotovoltaicos reunidas poderão se tornar uma contribuição significativa de geração elétrica no local de instalação. Os inversores existentes no mercado constituem um valor expressivo em uma instalação mini-geradora fotovoltaica, podendo corresponder a 50% do valor do sistema. Torna-se assim significante um conhecimento das características deste componente da instalação fotovoltaica visando sua aplicação nestes sistemas citados.

1.3 Objetivo

Estudar o dimensionamento e os principais aspectos que devem ser considerados na implementação da micro-geração distribuída através de uma análise sob os aspectos técnicos e econômicos dos painéis fotovoltaicos e inversores de frequência de até 6 kW.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Conjuntos Habitacionais Populares no Brasil

O Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas (IBGE) realiza periodicamente a pesquisa do censo demográfico, esta pesquisa visa determinar a distribuição populacional dos brasileiros determinando quem somos, onde estamos e como vivemos.

Baseado em pesquisas como a do censo demográfico de 2010, o governo brasileiro analisa e atua com políticas públicas para a diminuição das desigualdades de forma a tornar o país mais igualitário e otimizando os recursos despendidos.

A Figura 2.1, mostra a evolução demográfica da população brasileira. Analisando estas configurações da população brasileira, conseguimos vislumbrar que a habitação é uma das principais necessidades que o governo brasileiro deve atuar ativamente através de políticas de incentivo de modo a atender as necessidades da população.

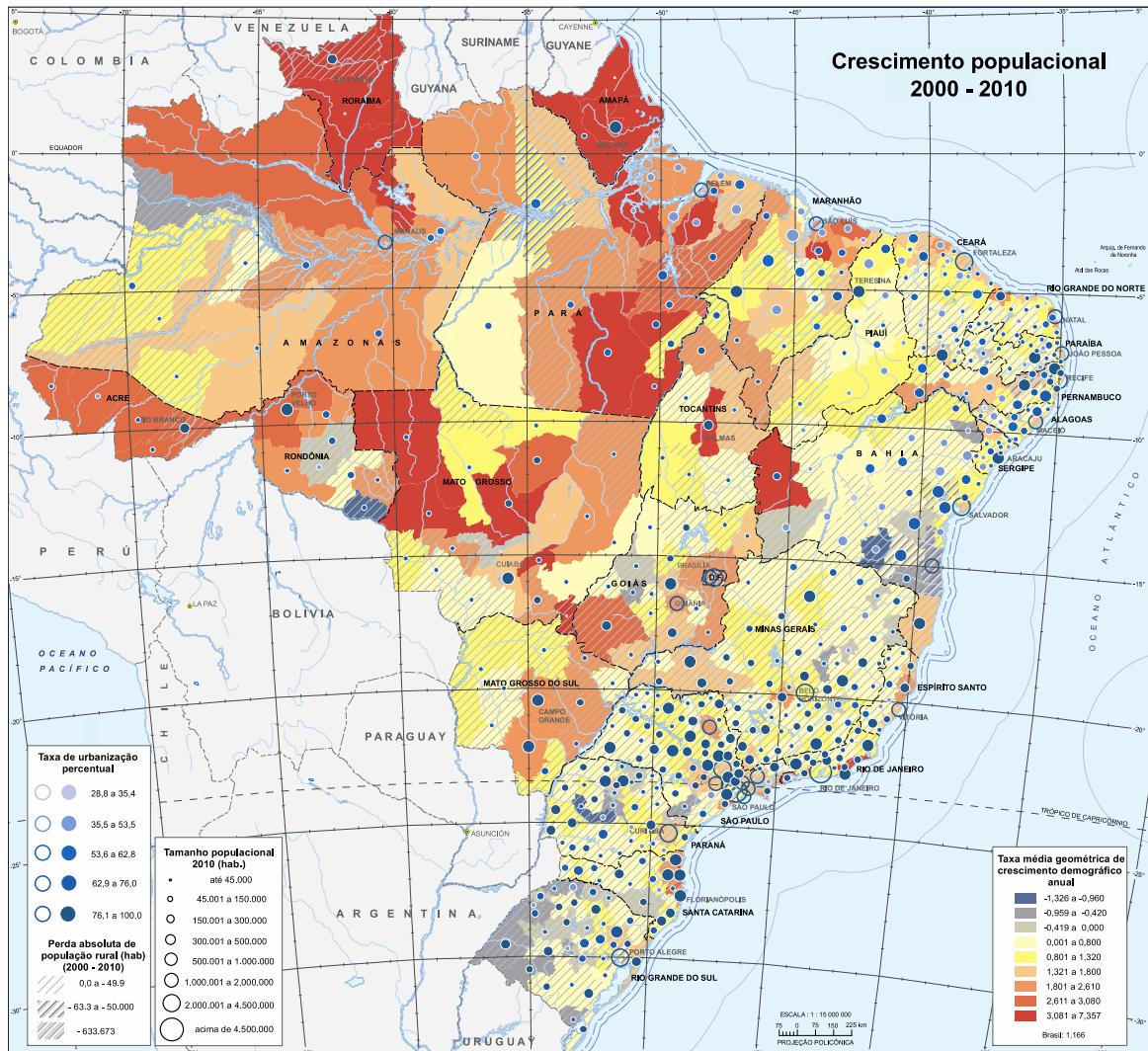
Esta monografia tomou como referência de estudo o Programa minha casa minha vida (PMCMV). Através da lei nº 11.977 de 7 de julho de 2009 e complementado com o decreto nº 7.499, o governo brasileiro defini e regulamenta o PMCMV. Em seu Art. 1º o decreto nº 7.499, define que o PMCMV tem como finalidade criar mecanismos de incentivo à produção e aquisição de novas unidades habitacionais, à requalificação de imóveis urbanos e à produção ou reforma de habitações rurais, para famílias com renda mensal de até R\$ 4.650,00.

Em 2016 o PMCMV entrou em sua 3 fase tendo o reajuste de suas faixas, sendo subdividido em faixas de renda familiar mensal. As famílias podem ter subsídios parcialmente ou completamente o imóvel. A Tabela 2.1 apresenta as faixas do PMCMV e as características de renda e juros de cada uma das faixas. Para a faixa 1 do programa as unidades habitacionais podem ser parceladas em 120 meses (10 anos). Para as demais faixas o prazo é de até 360 meses (30 anos).

No Anexo I temos as especificações mínimas para os empreendimentos que fazem parte do PMCMV. Estas especificações estão divididas em duas tipologias, casas térreas com 35 m² ou apartamentos com 42 m². Através de dados coletados no portal

brasileiro de dados abertos, compilamos a Tabela 2.2, possibilitando verificar a abrangência do PMCMV.

Figura 2.1 - Dinâmica da população - Microrregião



Fonte: Atlas do Censo Demográfico 2010 – IBGE (2010)

Tabela 2.1 - Faixas e características do PMCMV

Renda familiar mensal	Faixa do MCMV	Característica
Até R\$ 1.800	Faixa 1	Até 90% de subsídio do valor do imóvel. Pago em até 120 prestações mensais de, no máximo, R\$ 270,00, sem juros.
Até R\$ 2.350	Faixa 1,5	Até R\$45.000 de subsídio, com 5% de juros ao ano.
Até R\$ 3.600	Faixa 2	Até R\$27.500,00 de subsídio, com 6% a 7% de juros ao ano
Até R\$ 6.500	Faixa 3	8,16% de juros ao ano

Fonte: <http://www.cidados.gov.br/habitacao-cidades/programa-minha-casa-minha-vida-pmc当地>

Tabela 2.2 - Distribuição do Programa minha Casa, Minha Vida

Estado	Unidades Habitacionais Construídas	% Unidades Habitacionais
Acre	3.844	0,25%
Alagoas	53.149	3,43%
Amazonas	22.348	1,44%
Amapá	4.056	0,26%
Bahia	131.642	8,49%
Ceará	34.088	2,20%
Distrito Federal	7.229	0,47%
Espírito Santo	23.765	1,53%
Goiás	93.075	6,00%
Maranhão	58.743	3,79%
Minas Gerais	147.296	9,50%
Mato Grosso do Sul	28.402	1,83%
Mato Grosso	36.043	2,32%
Pará	50.285	3,24%
Paraíba	27.641	1,78%
Pernambuco	60.361	3,89%
Piauí	31.683	2,04%
Paraná	106.876	6,89%
Rio de Janeiro	90.720	5,85%
Rio Grande do Norte	31.726	2,05%
Rondônia	10.141	0,65%
Roraima	2.351	0,15%
Rio Grande do Sul	116.779	7,53%
Santa Catarina	56.806	3,66%
Sergipe	17.742	1,14%
São Paulo	292.102	18,83%
Tocantins	12.127	0,78%
Brasil	1.551.020	100,00%

Fonte: Programa Minha Casa, Minha Vida – INDE – IBGE

2.2 Potencial Solar. Atlas solarimétrico e CRESESB.

Em abril de 1994, foi realizado o Encontro para Definição das Diretrizes para o Desenvolvimento das Energias Solar e Eólica no Brasil, resultando a Declaração de Belo Horizonte. Esta declaração estabelecia as necessidades e as diretrizes para a criação de um centro de referência nestas energias.

O Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), tem o objetivo de promover o desenvolvimento das energias solar e eólica através da difusão de conhecimentos e da ampliação do diálogo das entidades envolvidas e do estímulo à implementação de estudos e projetos.

Uma das iniciativas do CRESESB, é o programa SunData, que é uma ferramenta de apoio no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, disponibilizando o cálculo da irradiação solar média mensal de qualquer ponto do território nacional. Através da entrada das coordenadas de Latitude e Longitude, a sua interface web fornece os dados de pelo menos 3 localidades próximas as coordenadas desejadas e apresenta os dados de irradiação média diária no plano horizontal e no plano inclinado. Em sua interface web o programa SunData são destacados os valores mínimos e máximos dos meses no ano e também é apresentado de forma gráfica os dados.

Para este trabalho foi utilizado a metodologia utilizada pelo CRESESB para o cálculo do potencial solar médio mensal em planos inclinados.

A Tabela 2.3 apresenta como exemplo os dados do CRESESB (SunData) da irradiação solar diária média no plano horizontal (\bar{H}_T) para a cidade de Belém no estado do Pará

Tabela 2.3 – Dados SunData para o plano horizontal - Belém/PA

Estação	Belém
Município	Belém
UF	PA
Latitude [º]	1,4º S
Longitude [º]	48,50º O
Distância [km]	6,2
	Jan. 4,33
	Fev. 4,17
	Mar. 4,17
	Abr. 4,11
	Maio 4,89
	Jun. 5,06
	Jul. 5,67
	Ago. 6,03
	Set. 5,58
	Out. 5,89
	Nov. 5,61
	Dez. 5,11
	Média 5,05
	Delta 1,92

Fonte: SunData – CRESESB

A Tabela 2.4 apresenta como exemplo os dados do CRESESB (SunData) da irradiação solar diária média nos planos inclinados (\bar{I}_T) para a cidade de Belém.

Tabela 2.4 - Dados SunData para os planos inclinados – Belém/PA

	Ângulo	Plano Horizontal	Ângulo de igual a latitude	Maior média anual	Maior mínimo mensal
Inclinação [º]	0º N	1º N	3º N	2º N	
Jan.	4,33	4,31	4,25	4,28	
Fev.	4,17	4,16	4,13	4,14	
Mar.	4,17	4,17	4,16	4,17	
Abr.	4,11	4,12	4,14	4,13	
Maio	4,89	4,92	4,98	4,95	
Jun.	5,06	5,10	5,18	5,14	
Jul.	5,67	5,71	5,80	5,76	
Ago.	6,03	6,06	6,12	6,09	
Set.	5,58	5,58	5,59	5,59	
Out.	5,89	5,87	5,83	5,85	
Nov.	5,61	5,58	5,51	5,54	
Dez.	5,11	5,07	5,00	5,04	
Média	5,05	5,05	5,06	5,06	
Delta	1,92	1,94	1,99	1,96	

Fonte: SunData – CRESESB

2.3 Características Painéis Fotovoltaicos disponíveis no Mercado Brasileiro

Os painéis solares podem ser diferenciados pela sua característica de fabricação, onde podem ser constituídos de: silício mono-cristalino, silício poli-cristalino, filme fino ou híbrido. Os painéis solares de filme fino podem ser compostos de: silício amorfo (a-Si) ou telureto de cádmio (CdTe) ou cobre, índio e gálio seleneto (CIS/CIGS) ou células solares orgânicas (OPV).

No Brasil, o INMETRO (2016) certificou, etiquetou e classificou 594 modelos de painéis fotovoltaicos de 114 empresas. A Tabela 2.5 apresenta de forma quantitativa e proporcionalmente os tipos de painéis fotovoltaicos certificados para a venda no mercado brasileiro.

Tabela 2.5 - Divisão dos modelos de painéis fotovoltaicos certificados pelo INMETRO

Tipo de Painel	Potência de pico [Wp]	Quantidade de Modelos	
FILMES FINO	0 < Potência <= 100	8	1,35%
	100 < Potência <= 200	17	2,86%
	FILMES FINO Total	25	4,21%
Silício Mono Cristalino	0 < Potência <= 100	24	4,04%
	100 < Potência <= 200	23	3,87%
	200 < Potência <= 300	85	14,31%
	300 < Potência <= 400	25	4,21%
	Silício Mono Cristalino Total	157	26,43%
Silício Poli Cristalino	0 < Potência <= 100	48	8,08%
	100 < Potência <= 200	49	8,25%
	200 < Potência <= 300	253	42,59%
	300 < Potência <= 400	62	10,44%
	Silício Poli Cristalino Total	412	69,36%
Total		594	100,00%

Fonte: Criação própria

2.3.1 Glossário dos termos mais comuns relacionados a painéis fotovoltaicos

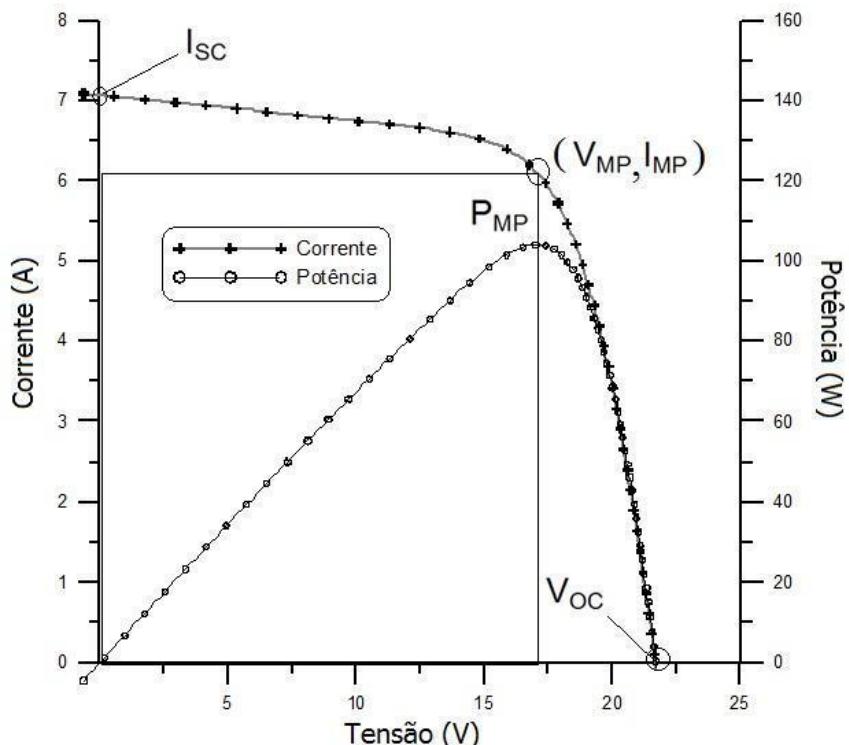
Nesta sessão são apresentados os termos mais comuns relacionados a painéis fotovoltaicos:

- **Potência nominal [W]:** Potência de projeto que o painel fotovoltaico é projetado para operar. A potência gerada por um painel fotovoltaico segue a

sua curva característica da sua folha de dados, a Figura 2.2 apresenta um exemplo desta curva característica.

- **Tensão de circuito aberto – V_{oc} [V]:** é a tensão na qual o painel fotovoltaico apresentará uma resistência elevada a passagem de corrente, assim tendo a sua tensão igual a de sua fonte e uma corrente muito baixa. Esta situação é apresentada quando o Sistema está sem carga
- **Tensão de máxima potência – V_{mp} [V]:** é a tensão onde o painel fotovoltaico apresentará a sua potência máxima.
- **Tensão máxima do sistema [V]:** é a tensão máxima em que o painel fotovoltaico suporta quando associado a outros painéis.
- **Corrente de Curto Circuito – I_{sc} [A]:** é a corrente na qual o painel fotovoltaico não apresentará resistência a passagem de corrente, assim tendo a sua corrente elevada até a queima do painel.
- **Corrente de potência máxima – I_{mp} [A]:** é a corrente onde o painel fotovoltaico apresentará a sua potência máxima.

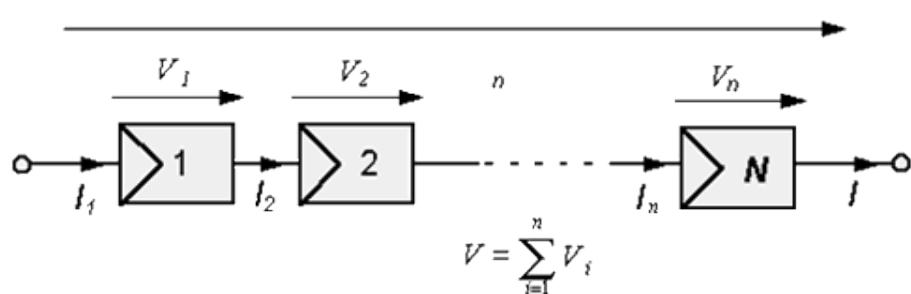
Figura 2.2 - Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100Wp.



Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos – PINHO (2014)

- **Condições padrão de teste – STC:** de forma a possibilitar a comparação dos painéis fotovoltaicos foi estabelecido as condições padrões de teste. Estas condições estabelecem que a irradiação deve ser de 1000 W/m^2 , temperatura do painel de 25°C e massa de ar (AM) de 1,5.
- **Condição nominal de operação térmica do painel – NOCT:** é a condição em que o fabricante informa os parâmetros de irradiação, temperatura do painel e massa de ar em que o painel foi projetado para operar. Estas informações devem estar contidas na folha de dados do painel
- **Arranjo dos painéis fotovoltaicos:** quando o sistema fotovoltaico necessita de uma tensão e/ou corrente maior que a fornecida por um único painel fotovoltaico, é necessário realizar arranjo dos painéis. Os arranjos podem ser em série, paralelo ou um misto desses dois arranjos. A seguir é mostrado os arranjos série e paralelo:
 - **Série (String):** quando a associação dos painéis fotovoltaicos é feita em série é visado o aumento da tensão de operação do sistema. Um exemplo deste arranjo é mostrado na Figura 2.3;

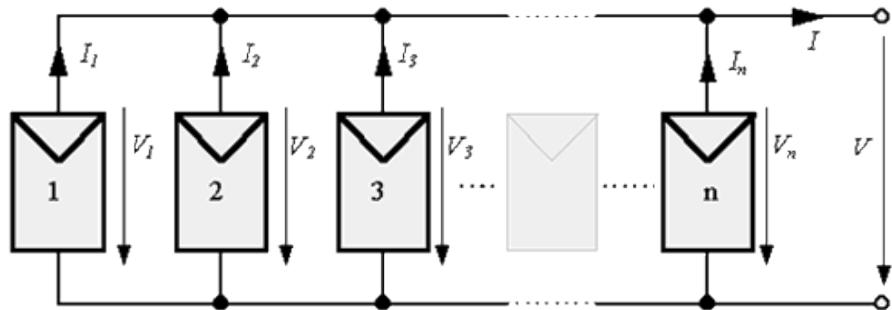
Figura 2.3 - Arranjo série de células/painéis fotovoltaicos



Fonte: CRESESB (2016)

- **Paralelo:** quando a associação dos painéis fotovoltaicos é feita em paralelo é visado o aumento da corrente de operação do sistema. Um exemplo deste arranjo é mostrado na Figura 2.4;

Figura 2.4 - Arranjo paralelo de células/painéis fotovoltaicos



Fonte: CRESESB (2016)

2.3.2 Tabela com o custo dos painéis fotovoltaicos

Tabela 2.6 - Preço médio dos painéis fotovoltaicos

Fabricante	Modelo	Potência [Wp]	Preço médio [R\$]	Preço por Wp [R\$/Wp]
Canadian Solar	CS6P-245P	245	1.248,00	5,09
Canadian Solar	CS6P-255P	255	875,00	3,43
Canadian Solar	CS6P-265P	265	835,00	3,15
Canadian Solar	CS6X-315P	315	1.238,50	3,93
Globo Brasil	GBR-260P	260	1.109,00	4,27
Jinko	JKM265M-96	265	1.420,00	5,36
Komaes Solar	KM(P)5	5	65,00	13,00
Komaes Solar	KM(P)10	10	99,00	9,90
Komaes Solar	KM(P)20	20	169,00	8,45
Komaes Solar	KM(P)30	30	239,00	7,97
Komaes Solar	KM(P)50	50	279,00	5,58
Komaes Solar	KM(P)85	85	469,00	5,52
Yingli Solar	YL010P-17b	10	74,00	7,40
Yingli Solar	YL020P-17b	20	129,00	6,45
Yingli Solar	YL055P-17b 2/5	55	269,00	4,89
Yingli Solar	YL095P-17b 2/3	95	469,00	4,94
Yingli Solar	YL140P-17b	140	599,00	4,28
Yingli Solar	YL150P-17B	150	599,00	3,99
Yingli Solar	YL150P-17B	150	599,00	3,99
Yingli Solar	YL250P-29b	250	1.139,50	4,56

Fonte: Criação própria

2.4 Características dos Inversores corrente contínua para corrente alternada (cc/ca) disponíveis no mercado brasileiro

Os inversores cc/ca voltados para o mercado da energia solar são classificados conforme o seu método de comutação (chaveamento) na conversão da corrente

contínua para alternada. Quando a comutação do inversor é referenciada a partir da rede elétrica pública e/ou externa ao sistema em que ela pertence chamamos ele de um inversor On-Grid. Quando o inversor é autocomutado, não necessitando de um referencial de tensão para fazer a comutação da corrente ele é chamado de inversor Off-Grid.

O INMETRO (2016) certificou, etiquetou e classificou 2 modelos de duas empresas para inversores Off-Grid e 43 modelos de 14 empresas para inversores On-Grid. A Tabela 2.7 apresenta de forma quantitativa e qualitativa os inversores de ambos os tipos certificados para a comercialização no mercado brasileiro.

Tabela 2.7 - Divisão dos modelos de inversores certificados pelo INMETRO

Tipo de inversor	Potência [kW]	Quantidade de Modelos	
Off-Grid	2 < Potência <= 3	1	2,22%
	5 < Potência <= 6	1	2,22%
Off-Grid Total		2	4,44%
On-Grid	0 < Potência <= 1	1	2,22%
	1 < Potência <= 2	8	17,78%
	2 < Potência <= 3	13	28,89%
	3 < Potência <= 4	6	13,33%
	4 < Potência <= 5	10	22,22%
	5 < Potência <= 6	3	6,67%
		6 < Potência	4,44%
On-Grid Total		43	95,56%
Total		45	100,00%

Fonte: Criação própria

2.4.1 Glossário dos termos mais comuns relacionados a inversores cc/ca

Nesta sessão são apresentados os termos mais comuns relacionados a inversores cc/ca:

- **Maximum Power Point Tracking – MPPT:** é a tecnologia do inversor de seguir o ponto de máxima potência, como apresentado na Figura 2.2. Através da variação da tensão e/ou da corrente o inversor consegue variar a potência de saída, seguindo assim o ponto de máxima de potência;
- **Potência de Entrada Nominal – $P_{DC,r}$ [W]:** potência nominal de entrada do inversor

- **Potência Máxima de Entrada – $P_{DC,max}$ [W]:** potência máxima que o inversor suporta
- **Potência Máxima do MPPT – $P_{MPPT,max}$ [W]:** Potência máxima que o seguidor de ponto de máxima potência consegue atingir
- **Tensão máxima de Entrada – $V_{IN,max}$ [V]:** tensão máxima de entrada do inversor
- **Tensão de entrada mínima para MPPT em operação – $V_{IN,min(MPPT)}$ [V]:** Tensão mínima de entrada em que o MPPT entra em operação.
- **Tensão de entrada máxima para MPPT em operação – $V_{IN,max(MPPT)}$ [V]:** Tensão máxima de entrada em que o MPPT entra em operação.
- **Tensão inicial – V_{start} [V]:** Tensão inicial para que o inversor opere
- **Corrente máxima do MPPT – $I_{MPPT,max}$ [A]:** corrente máxima que o MPPT pode fornecer.
- **Corrente de curto circuito do MPPT – $I_{sc,max}$ [A]:** na ocorrência de um “curto-circuito”
- **Potência ativa nominal – $P_{AC,r}$ [W]:** potência ativa em que o inversor foi projetado para trabalhar
- **Potência ativa máxima – $P_{AC,max}$ [W]:** potência ativa máxima em que o inversor pode fornecer
- **Potência aparente máxima – S_{max} [VA]:** potência aparente máxima que o inversor tem a capacidade de fornecer
- **Tensão nominal de saída – $V_{AC,r}$ [V]:** tensão de saída em que o inversor foi projetado para trabalhar
- **Frequência nominal de Saída – f_r [Hz]:** frequência de saída que o inversor foi projetado para trabalhar
- **Corrente máxima de saída – $I_{AC,max}$ [A]:** corrente de saída máxima que o inversor foi projetado para trabalhar
- **Fator de potência nominal – $\cos\phi$:** fator de potência em que o inversor foi projetado para trabalhar

2.4.2 Tabela com o custo dos inversores cc/ca

Tabela 2.8 - Preço médio dos painéis fotovoltaicos

Fabricante	Modelo	Potência [kWp]	Preço médio [R\$]	Preço por Wp [R\$/kWp]
ABB	UNO-2.0-I-OUTD-S	2	5.500,00	2.750,00
ABB	PVI-6000-TL-OUTD-S	6	14.000,00	2.333,33
Fronius	Galvo 1.5-1	1,5	8.190,00	5.640,00
Fronius	Galvo 2.0-1	2	8.490,00	4.245,00
Fronius	Galvo 2.5-1	2,5	8.690,00	3.476,00
Fronius	Primo 3.0-1	3	7.955,02	2.651,67
Fronius	Primo 4.0-1	4	8.679,85	2.169,96
Fronius	Primo 5.0-1	5	9.451,28	1.890,26
Fronius	Primo 6.0-1	6	10.404,89	1.734,15
Fronius	Primo 8.2-1	8,2	12.293,55	1.499,21

Fonte: Criação própria

2.5 Roteiro de Cálculo para avaliação da área de painéis fotovoltaicos para uma potência pico especificada

Os painéis fotovoltaicos têm suas características elétricas dependentes da irradiação e da temperatura em que são submetidos. A irradiação tem uma influência ainda mais significativa do que a temperatura, pois a sua variação pode ocorrer em períodos muito curtos, da ordem de segundos, como por exemplo em um dia nublado.

A temperatura da célula (T_C [°C]) é dada pela eq. (2.1), mostrando a interação da temperatura ambiente (T_A [°C]), a temperatura de operação nominal do painel (T_{NOC} [°C]) e a radiação solar média no plano do painel, dado pelo CRESESB.

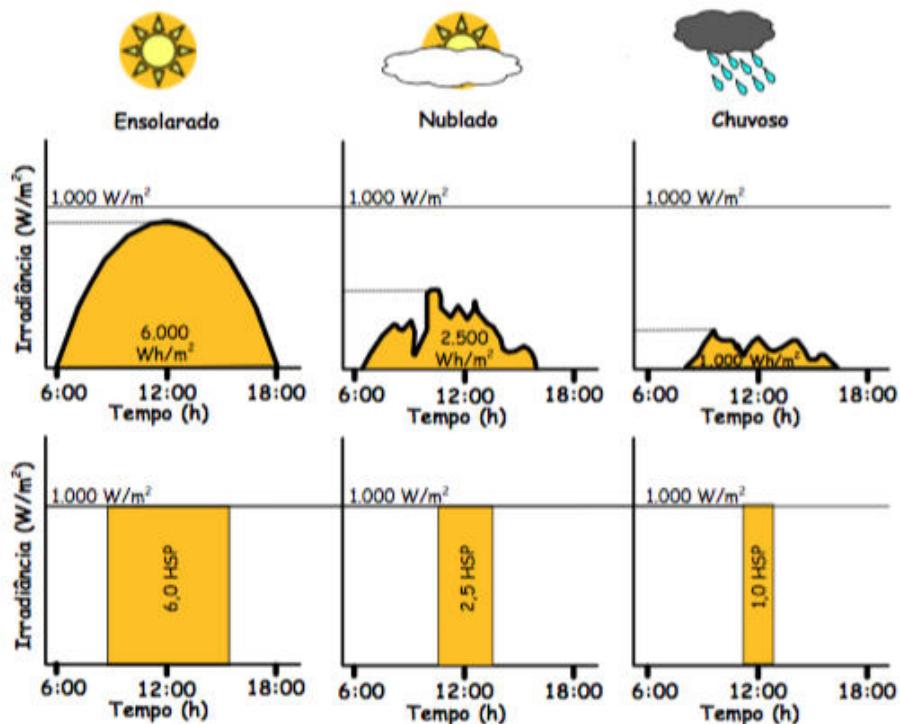
$$T_C = T_A + \left(\frac{G_T}{800} \right) \cdot (T_{NOC} - 20) \cdot 0,9 \quad (2.1)$$

Com a temperatura do painel calculada podemos estimar a potência de pico do painel (P_{PF} [W]) para a região escolhida, com o auxílio da folha de dados do painel extraímos as variáveis de: potência nominal do painel (P_{PF}^0 [W]), radiação solar nas condições STC (G_{ref} [W/m²]) e o coeficiente de temperatura para potência máxima ($\gamma_{P_{max}}$ [%/°C⁻¹]). Com a folha de dados do inversor obtemos a eficiência do seguidor do ponto de potência máxima (η_{SPMP}). A eq. (2.2) apresenta a expressão utilizada para o cálculo do P_{PF} .

$$P_{PF} = P_{PF}^0 \cdot \left(\frac{G_T}{G_{ref}} \right) \cdot [1 + \gamma_{P_{max}} \cdot (T_C - T_{ref})] \cdot \eta_{SPMP} \quad (2.2)$$

Segundo PINHO [3] para estimativa da produção de energia elétrica, é útil ignorar os efeitos de variação da irradiância a cada instante, ao invés disto considerar-se a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários. Como há uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, usa-se uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia através do conceito de número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m² (1.000 W/m²), de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia. A Figura 2.5 auxilia na compreensão do conceito de HSP.

Figura 2.5 - Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP



Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos – PINHO (2014)

A eq. (2.3) apresenta a forma de cálculo da HSP a partir da irradiação solar média mensal do mês crítico dada pelo CRESESB, conforme apresentado no item 2.2.

$$HSP = \frac{\bar{H}_T}{1} \frac{\left[\frac{kW \cdot h}{m^2 \cdot dia} \right]}{\left[\frac{kW \cdot h}{m^2 \cdot h} \right]} = \bar{H}_T \left[\frac{h}{dia} \right] \quad (2.3)$$

Para este trabalho e para projetos de sistemas fotovoltaicos é necessário calcularmos o máximo de energia que o sistema pode gerar, esta situação é dada para o mês de maior irradiação solar.

Portanto para conseguirmos calcular a energia diária média anual (E [kWh/dia]) fornecida pelo gerador fotovoltaico, temos a equação para o cálculo de E na eq. (2.4) que utiliza os dados potência do painel fotovoltaico (P_{PF} calculado na eq. (2.2)), a quantidade de HSP (calculada na eq. (2.3)), a quantidade de painéis fotovoltaicos (N) e uma taxa de desempenho do gerador (TD). Para o Brasil, esta taxa de desempenho TD é recomendada estar entre 0,7 a 0,8.

$$E = P_{PF} \cdot HSP \cdot N \cdot TD \quad (2.4)$$

Lembrando que como este trabalho visa o uso em residências de populares do PMCMV, esta sendo considerado uma porcentagem área do telhado para como área para instalação. A eq. (2.5) calcula o número máximo de painéis fotovoltaicos (N_{max}) que podem ser instalados, considerando a área de telhado/laje (A [m^2]), a área de cada painel (A_{PF} [m^2]) e a taxa de ocupação do telhado (tax_{oc} [%]).

A taxa de ocupação do telhado (tax_{oc}) deve levar em consideração a mobilidade para a manutenção do sistema fotovoltaico e também que a área pode sofrer concorrência por outras finalidades, a concorrência da área se dá principalmente para prédios onde a caixa d'água e antenas podem estar alocados no telhado. A área pode ser ocupada também por sistemas de aquecimento solar de água

A taxa de ocupação do telhado deve compreender também a interferência do sombreamento parcial do sistema de painéis. O sombreamento parcial do painel ou mesmo de parte do painel pode fazer com que esta parcela se comporte como uma carga.

$$N_{max} = \frac{A \cdot tax_{oc}}{A_{PF}} \rightarrow \begin{cases} \text{para casas,} & tax_{oc} \leq 50\% \\ \text{para prédios,} & tax_{oc} \leq 30\% \end{cases} \quad (2.5)$$

De modo a definirmos a quantidade de painéis fotovoltaicos e consequentemente a área ocupada por painéis, selecionaremos o quando queremos que o sistema gere de energia em kWh por dia, então podemos reescrever a eq.(2.4) na forma da eq.(2.6).

$$N = \frac{E}{P_{PF} \cdot HSP \cdot TD}, \text{ onde } N \leq N_{max} \quad (2.6)$$

Tendo o número de painéis podemos calcular a potência de pico do gerador fotovoltaico (P_{GFV} [W]), conforme mostra a eq. (2.7).

$$P_{GFV} = N \cdot P_{PF}^0 \quad (2.7)$$

Necessitamos agora dimensionar a potência do inversor, ZILLES [10] apresenta um estudo que recomenda que razão entre a potência do inversor(P_{Inv}^0 [W]) e a potência do gerador deve ser entre 0,6 e 0,9, conforme mostra a eq. (2.8). A esta razão damos o nome de fator de dimensionamento do inversor (FDI)

$$FDI = \frac{P_{Inv}^0}{P_{GFV}^0} \rightarrow \text{recomendado } 0,6 < FDI < 0,9 \quad (2.8)$$

Tendo-se então a potência do inversor (P_{Inv}^0) podemos definir como será o arranjo dos painéis, de modo a montarmos o arranjo visando a tensão e corrente de entrada do inversor para utilização do MPPT, assim conseguindo o melhor rendimento do inversor.

2.6 Roteiro de cálculo de viabilidade econômica

Para a análise de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico, será considerado as taxas de juros considerados destacados no item 2.1 e os seguintes custos e amortizações:

- Custos do sistema fotovoltaico (painéis fotovoltaicos, inversor, cabos e a estrutura)
- Custo de manutenção e operação do sistema.
- Geração de energia

Será realizado uma análise para cada uma das cinco localidades típicas através do cálculo do tempo de retorno (payback) e fluxo de caixa.

3 Desenvolvimento

3.1 Levantamento de regiões onde se instalam conjuntos habitacionais populares.

Conforme demonstrado no item 2.1 os conjuntos habitacionais populares são instalados em regiões que possuem déficits de moradias devido ao grande crescimento populacional.

Visando ter uma abrangência nacional nesta monografia, foram escolhidas as cidades de Belém, Goiânia, Uberaba, Porto Alegre e São Paulo. Os dados destas cidades, assim como o estado a que pertencem, suas latitudes, longitudes, altitudes e a quantidade de unidades habitacionais (UH) entregues pelo PMCMV, estão apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Dados das cidades adotadas no trabalho

Cidade	Estado (UF)	Latitude [º]	Longitude [º]	Altitude [m]	UH [un]
Belém	Pará	1,46º S	48,50º O	10	2.116
Goiânia	Goiás	16,67º S	49,25º O	749	22.157
Uberaba	Minas Gerais	19,75º S	47,93º O	481	7.622
Porto Alegre	Rio Grande do Sul	30,03º S	51,23º O	10	10.291
São Paulo	São Paulo	23,55º S	46,64º O	760	37.737

Fonte: Criação própria

3.2 Avaliação do Potencial Solar destas localidades.

Com o auxílio do CRESESB, conforme demonstrado no item 2.2, identificou-se a estação mais próxima às localidades selecionadas. A Tabela 3.2 apresenta um resumo das estações escolhidas, apresentando o município onde está localizada, suas coordenadas de latitude e longitude, e a distância para as coordenadas apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.2 - Resumo das estações das cidades selecionadas

Estação	Município	UF	Latitude [º]	Longitude [º]	Distância [km]
Belém	Belém	PA	1,40º S	48,50º O	6.2
Goiânia	Goiânia	GO	16,60º S	49,25º O	7.4
Uberaba	Uberaba	MG	19,70º S	47,93º O	5.3
Porto Alegre	Porto Alegre	RS	30,00º S	51,23º O	3.7
São Paulo	São Paulo	SP	23,50º S	46,64º O	5.3

Fonte: SunData – CRESESB (2016)

As Tabela 3.3, Tabela 3.4, Tabela 3.5, Tabela 3.6 e Tabela 3.7 apresentam os dados da irradiação solar média para os planos inclinados respectivamente para as cidades de Belém, Goiânia, Uberaba, Porto Alegre e São Paulo.

Tabela 3.3 - Dados dos planos inclinados - Belém/PA

Ângulo	Plano Horizontal	Ângulo de igual a latitude	Maior média anual	Maior mínimo mensal
Irradiação solar diária média [kWh/m².dia]	0° N	1° N	3° N	2° N
	Jan.	4,33	4,31	4,25
	Fev.	4,17	4,16	4,13
	Mar.	4,17	4,17	4,16
	Abr.	4,11	4,12	4,14
	Maio	4,89	4,92	4,98
	Jun.	5,06	5,10	5,18
	Jul.	5,67	5,71	5,80
	Ago.	6,03	6,06	6,12
	Set.	5,58	5,58	5,59
	Out.	5,89	5,87	5,83
	Nov.	5,61	5,58	5,51
	Dez.	5,11	5,07	5,00
Média		5,05	5,05	5,06
Delta		1,92	1,94	1,99

Fonte: SunData – CRESESB (2016)

Tabela 3.4 - Dados dos planos inclinados - Goiânia/GO

Ângulo	Plano Horizontal	Ângulo de igual a latitude	Maior média anual	Maior mínimo mensal
Irradiação solar diária média [kWh/m².dia]	0° N	17° N	19° N	9° N
	Jan.	5,28	4,87	4,80
	Fev.	5,03	4,82	4,78
	Mar.	5,06	5,11	5,10
	Abr.	4,81	5,21	5,23
	Maio	4,67	5,42	5,49
	Jun.	4,44	5,35	5,43
	Jul.	4,86	5,80	5,89
	Ago.	5,28	5,93	5,98
	Set.	4,89	5,07	5,07
	Out.	5,22	5,08	5,05
	Nov.	5,17	4,82	4,76
	Dez.	5,33	4,86	4,79
Média		5,00	5,20	5,14
Delta		0,89	1,11	1,22

Fonte: SunData – CRESESB (2016)

Tabela 3.5 - Dados dos planos inclinados - Uberaba/MG

Ângulo	Plano Horizontal	Ângulo de igual a latitude	Maior média anual	Maior mínimo mensal
Inclinação [º]	0° N	20° N	21° N	15° N
Jan.	5,69	5,18	5,15	5,35
Fev.	5,67	5,41	5,39	5,52
Mar.	5,50	5,61	5,61	5,63
Abr.	4,89	5,43	5,44	5,34
Maio	4,61	5,58	5,62	5,39
Jun.	4,19	5,28	5,32	5,05
Jul.	4,69	5,87	5,91	5,62
Ago.	5,19	6,02	6,05	5,87
Set.	5,14	5,41	5,41	5,39
Out.	5,72	5,57	5,55	5,65
Nov.	6,03	5,54	5,51	5,71
Dez.	5,44	4,91	4,87	5,07
Média	5,23	5,49	5,49	5,47
Delta	1,84	1,12	1,18	0,81

Fonte: SunData – CRESESB (2016)

Tabela 3.6 - Dados dos planos inclinados – Porto Alegre/RS

Ângulo	Plano Horizontal	Ângulo de igual a latitude	Maior média anual	Maior mínimo mensal
Inclinação [º]	0° N	30° N	24° N	50° N
Jan.	5,97	5,31	5,52	4,39
Fev.	5,50	5,26	5,39	4,56
Mar.	4,67	4,94	4,97	4,58
Abr.	3,86	4,67	4,58	4,68
Maio	2,92	3,96	3,82	4,20
Jun.	2,42	3,46	3,31	3,76
Jul.	2,83	4,02	3,84	4,34
Ago.	3,33	4,21	4,10	4,31
Set.	4,08	4,51	4,50	4,31
Out.	5,25	5,18	5,28	4,59
Nov.	6,03	5,46	5,65	4,55
Dez.	6,50	5,65	5,90	4,58
Média	4,45	4,72	4,74	4,40
Delta	4,08	2,19	2,59	0,92

Fonte: SunData – CRESESB (2016)

Tabela 3.7 - Dados dos planos inclinados – São Paulo/SP

Ângulo	Plano Horizontal	Ângulo de igual a latitude	Maior média anual	Maior mínimo mensal
Irradiação solar diária média [kWh/m².dia]	0° N	24° N	21° N	28° N
	Jan.	4,50	4,10	3,99
	Fev.	5,00	4,77	4,67
	Mar.	4,06	4,15	4,11
	Abr.	3,61	4,04	4,06
	Maio	3,19	3,91	3,98
	Jun.	2,94	3,78	3,88
	Jul.	3,22	4,09	4,18
	Ago.	3,72	4,36	4,42
	Set.	3,75	3,95	3,94
	Out.	4,03	3,92	3,86
	Nov.	5,00	4,59	4,47
	Dez.	4,53	4,08	3,96
Média		3,96	4,14	4,15
Delta		2,06	0,98	1,12
				0,81

Fonte: SunData – CRESESB (2016)

Os dados originais do CRESESB para as cidades selecionadas encontram-se disponíveis no Anexo II.

A cidade de Belém possui a particularidade de todos os ângulos de inclinação apresentados pelo CRESESB serem abaixo de 10 graus, que é abaixo da inclinação mínima recomendada. Devido a esta peculiaridade, calcularemos o valor da irradiação solar diária média mensal no plano inclinado (R), através do método de Liu e Jordan, para a inclinação (β) de 10°.

Em DUFFIE (2013), o autor apresenta os dados do dia médio do mês (Data), dia do ano (n) e a declinação solar (δ) para cada mês, que estão apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 - Dados para o dia médio do mês

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Data	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
N	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ	-20,9	-13,0	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23,0

Fonte: Solar Energy of Thermal Process – DUFFIE (2013)

O ângulo horário do por do sol para plano horizontal no dia médio do mês (ω_s) pode ser calculada pela eq.(3.1).

$$\omega_s = a \cos(-\tan \phi \cdot \tan \delta) \quad (3.1)$$

Calcularemos inicialmente a irradiação extraterrestre diária média mensal (\bar{H}_0) de forma analítica através da eq. (3.2) formulada por DUFFIE [6] utilizando os dados relativos aos valores do dia médio do mês e lembrando que a constante solar (G_{SC}) é de 1353 W/m^2 .

$$\bar{H}_0 = 2,75 \cdot 10^4 \cdot G_{SC} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right) \right] \cdot [1,75 \cdot 10^{-2} \cdot \omega_s \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \omega_s] \quad (3.2)$$

A seguir é calculado o índice de claridade diário média mensal (\bar{K}_T), expressa pela eq. (3.3).

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (3.3)$$

Podemos calcular analiticamente através da eq. (3.4) a radiação difusa no plano horizontal média (\bar{H}_d/\bar{H}) em função de \bar{K}_T e ω_s .

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 0,775 + 0,00653 \cdot (\omega_s - 90) - [0,505 + 0,00455 \cdot (\omega_s - 90)] \cdot \cos[115 \cdot \bar{K}_T - 103] \quad (3.4)$$

A seguir calcularemos a componente direta da radiação diária mensal média da superfície inclinada (\bar{R}_b), através da eq. (3.5), onde \bar{R}_b é dependente da declinação solar (δ), latitude (ϕ), inclinação da superfície (β), do ângulo horário do por do sol para o plano horizontal no dia médio do mês (ω_s) e ângulo horário do por do sol para a superfície horizontal e inclinada no dia médio do mês (ω_s^*).

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s^* + (\pi/180) \cdot \omega_s^* \cdot \sin(\phi + \beta) \cdot \sin \delta}{\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + (\pi/180) \cdot \omega_s \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta} \quad (3.5)$$

O ângulo horário do por do sol para a superfície inclinada no dia médio do mês (ω_s^*) pode ser calculada pela eq. (3.6).

$$\omega_s^* = \min \begin{cases} -\cos(-\tan \phi \cdot \tan \delta) \\ -\cos(-\tan(\phi - \beta) \cdot \tan \delta) \end{cases} \quad (3.6)$$

Finalmente podemos calcular a irradiação no plano Inclinado (\bar{H}_T) de 10° através da eq. (3.7) que utiliza o valor da irradiação solar diária média no plano horizontal (\bar{H}) e o \bar{R}_b e a emissividade do solo (ρ).

$$\overline{H_T} = \bar{H} \cdot \left(1 - \frac{\overline{H_d}}{\bar{H}}\right) \cdot \overline{R_b} + \overline{H_d} \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \bar{H} \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (3.7)$$

A Tabela 3.9 apresenta os resultados dos cálculos para cada mês para a cidade de Belém para o plano inclinado de $\beta = 10^\circ$ e considerando a emissividade do solo de $\rho = 0,2$.

Tabela 3.9 – Resultado para o plano inclinado $\beta = 10^\circ$ - Belém

DADO	β [$^\circ$]	ω_s [$^\circ$]	$\overline{H_0}$ [$\frac{MJ}{m^2}$]	$\overline{H_0}$ [$\frac{kWh}{m^2}$]	$\overline{K_T}$	$\overline{H_d}$ \overline{H}	ρ	$\overline{R_b}$	$\overline{H_T}$ [$\frac{kWh}{m^2 \cdot dia}$]
JAN	10	99,58	40,00	11,11	0,39	0,34	0,2	0,97	2,09
FEV	10	95,77	37,75	10,49	0,40	0,29	0,2	0,99	1,91
MAR	10	91,05	35,23	9,79	0,43	0,28	0,2	1,03	1,91
ABR	10	85,86	28,93	8,04	0,51	0,26	0,2	1,09	1,88
MAI	10	81,47	25,40	7,06	0,69	0,20	0,2	1,15	1,91
JUN	10	79,29	22,06	6,13	0,83	0,19	0,2	1,18	1,93
JUL	10	80,27	24,48	6,80	0,83	0,24	0,2	1,16	2,23
AGO	10	83,99	28,11	7,81	0,77	0,23	0,2	1,11	2,24
SET	10	89,04	32,09	8,92	0,63	0,27	0,2	1,05	2,26
OUT	10	94,23	37,95	10,54	0,56	0,29	0,2	1,01	2,41
NOV	10	98,58	41,37	11,49	0,49	0,36	0,2	0,98	2,65
DEZ	10	100,66	42,44	11,79	0,43	0,39	0,2	0,97	2,56

Fonte: Criação própria

3.3 Área de painéis fotovoltaicos típica

A Tabela 3.10, apresenta as temperaturas mínimas e máximas mensais dos últimos 30 anos para cada uma das cidades selecionadas.

Tabela 3.10 - Temperatura mínima e máxima mensais das localidades em $^\circ C$

Mês	Belém		Goiânia		Uberaba		Porto Alegre		São Paulo	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Janeiro	22	31	20	29	19	30	21	30	19	27
Fevereiro	22	30	20	29	19	30	21	30	19	28
Março	22	31	20	30	19	30	19	28	18	27
Abri	23	31	19	30	17	29	16	25	16	25
Maio	23	32	16	29	14	28	13	22	14	23
Junho	22	32	14	29	13	27	11	19	12	22
Julho	22	32	13	29	12	27	11	20	12	22
Agosto	22	32	15	31	14	29	12	20	13	23
Setembro	22	32	18	32	17	31	13	22	14	25
Outubro	22	32	20	31	18	30	15	24	15	25
Novembro	22	32	20	30	18	30	17	27	17	26
Dezembro	22	32	20	29	19	29	19	29	18	26

Fonte: Climatempo (2016)

Considerando os dados apresentados no item 3.2, identificamos os meses de maior irradiação solar das cinco localidades considerando o ângulo de inclinação onde obtêm-se a maior média anual de irradiação.

Com o mês crítico identificado, escolhemos através da Tabela 3.10 a temperatura ambiente como sendo a temperatura máxima, e nestas condições avaliamos a potência máxima gerada pelo sistema fotovoltaico.

A Tabela 3.11 apresenta um resumo dos dados relativos ao mês crítico de cada localidade, o ângulo de inclinação, a temperatura máxima para este mês e a irradiação solar diária média para o mês

Tabela 3.11 - Dados do mês crítico para as localidades

Cidade	Mês Crítico	Ângulo de inclinação	Temperatura ambiente [°C]	Irradiação [kWh/m ² .dia]
Belém	Novembro	10° N	32	2,65
Goiânia	Agosto	19° N	31	5,98
Uberaba	Agosto	21° N	29	6,05
Porto Alegre	Dezembro	24° N	29	5,90
São Paulo	Fevereiro	21° N	28	4,83

Fonte: Criação própria

Através do roteiro descrito no item 2.5 calcularemos o número de painéis típicos para os empreendimentos da tipologia 1 e da tipologia 2 do PMCMV descritos no Anexo I. Para conseguirmos equalizar os cálculos, definiremos a seguir dados relevantes para cada tipo de empreendimento:

- **Tipologia 1:** Casa térrea de 36 m², com 6 metros de largura e 6 metros de profundidade, telhado com 2 quedas d'água.
- **Tipologia 2:** Prédio com 4 pavimentos sem elevador, cada pavimento é composto de 4 apartamentos de 42 m², com 7 metros de largura e 6 metros de profundidade e a cobertura do prédio é composto de uma laje sem quedas de água. Existe também um hall comum as unidades de cada pavimento, este hall será configurado por uma área de 2 metros de comprimento e 3 metros de largura.

Para realizarmos o dimensionamento, selecionamos o painel da Canadian Solar modelo CS6X-315P, que se mostrou ser um modelo bem difundido no mercado, tendo

a possibilidade da aquisição em todas as regiões brasileiras. A Tabela 3.12 apresenta as principais características deste painel e no Anexo III são apresentadas as folhas de dados deste painel.

Tabela 3.12 – Folha de dados do painel CS6X-315P

	Fabricante Modelo	Canadian Solar CS6X-315P
Dados elétricos STC	Potência nominal (P_{max})	315 [W]
	Tensão de operação (V_{MP})	36,6 [V]
	Corrente de operação (I_{MP})	8,61 [A]
	Tensão de circuito aberto (V_{OC})	45,1 [V]
	Corrente de curto-círcuito (I_{SC})	9,18 [A]
	Eficiência do módulo	16,42%
	Temperatura de operação	-40~85 °C
Dados elétricos NOCT	Tensão máxima do sistema	1000 [V]
	Potência máxima nominal (P_{max})	228 [W]
	Tensão de operação (V_{MP})	33,4 [V]
	Corrente de operação (I_{MP})	6,84 [A]
	Tensão de circuito aberto (V_{OC})	41,5 [V]
Dados mecânicos	Corrente de curto-círcuito (I_{SC})	7,44 [A]
	Tipo de célula	Poli-Cristalino, 6 polegadas
	Arranjo da célula	72 (6x12)
	Comprimento	1954 [mm]
	Largura	982 [mm]
	Altura	40 [mm]
Característica de temperatura	Área	1,92 [m ²]
	Peso	22 [kg]
	Coeficiente de temp. (P_{max})	-0,410%
	Coeficiente de temp. (V_{OC})	-0,310%
	Coeficiente de temp. (I_{SC})	0,053%
	Temperatura nominal de operação da Célula	45 [°C]
STC 1000W/m ² , T _c = 25°C, AM = 1,5 NOCT: 800W/m ² , T _a = 20°C, v = 1/m/s, AM = 1,5		

Fonte: Canadian Solar (2016)

Através da eq. (2.1) calculamos a temperatura de célula (T_c) para cada cidade.

- Belém: $T_c = T_a[°C] + \left(\frac{G_T[Wh/(m^2 \cdot dia)]}{800[Wh/(m^2 \cdot dia)]} \right) \cdot (T_{NOCT}[°C] - 20) \cdot 0,9 = 32 + \frac{1000}{800} x (45 - 20) \cdot 0,9 = 60,13 °C$
- Goiânia: $T_c = 31 + \frac{1000}{800} x (45 - 20) \cdot 0,9 = 59,13 °C$

- Uberaba: $T_C = 29 + \frac{1000}{800}x(45 - 20)x0,9 = 57,13 \text{ }^{\circ}\text{C}$
- Porto Alegre: $T_C = 29 + \frac{1000}{800}x(45 - 20)x0,9 = 57,13 \text{ }^{\circ}\text{C}$
- São Paulo: $T_C = 28 + \frac{1000}{800}x(45 - 20)x0,9 = 56,13 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Considerando que atualmente os inversores tem um rendimento de no mínimo 95% ($\eta_{SPMP} = 0,95$), temos a potência nominal do painel fotovoltaico para as cidades:

- Belém

$$P_{PF} = P_{PF}^0 [W] \cdot \left(\frac{G_T [Wh/(m^2 \cdot dia)]}{G_{ref} [Wh/(m^2 \cdot dia)]} \right) \cdot \left[1 + \gamma_{P_{max}} \left[\frac{\%}{\text{ }^{\circ}\text{C}} \right] \cdot (T_C [\text{ }^{\circ}\text{C}] - T_{ref} [\text{ }^{\circ}\text{C}]) \right] \cdot \eta_{SPMP}$$

$$= 315x \left(\frac{1000}{1000} \right) x [1 + (-0,00410)x(60,13 - 45)]x0,95 = 256,15 \text{ W}$$

- Goiânia

$$P_{PF} = 315x \left(\frac{1000}{1000} \right) x [1 + (-0,00410)x(59,13 - 45)]x0,95 = 257,38 \text{ W}$$

- Uberaba

$$P_{PF} = 315x \left(\frac{1000}{1000} \right) x [1 + (-0,00410)x(57,13 - 45)]x0,95 = 259,84 \text{ W}$$

- Porto Alegre

$$P_{PF} = 315x \left(\frac{1000}{1000} \right) x [1 + (-0,00410)x(57,13 - 45)]x0,95 = 259,84 \text{ W}$$

- São Paulo

$$P_{PF} = 315x \left(\frac{1000}{1000} \right) x [1 + (-0,00410)x(56,13 - 45)]x0,95 = 261,06 \text{ W}$$

Conforme demonstrado por ZILLES [10] podemos calcular analogamente, para a temperatura de célula no mês crítico de cada uma das cinco localidades, as tensões de circuito aberto (V_{OC}) e de máxima potência (V_{mp}) e as correntes de curto circuito (I_{SC}) e de máxima potência (I_{mp}), através das eq.(3.8), (3.9), (3.10) e (3.11).

$$V_{OC}(T_C) = V_{OC}(T_{C_{ref}}) \cdot \left[1 + \gamma_{OC} \cdot (T_C - T_{C_{ref}}) \right] \quad (3.8)$$

$$V_{mp}(T_C) = V_{mp}(T_{C_{ref}}) \cdot \left[1 + \gamma_{OC} \cdot (T_C - T_{C_{ref}}) \right] \quad (3.9)$$

$$I_{SC}(T_C) = I_{SC}(T_{C_{ref}}) \cdot [1 + \gamma_{SC} \cdot (T_C - T_{C_{ref}})] \quad (3.10)$$

$$I_{mp}(T_C) = I_{mp}(T_{C_{ref}}) \cdot [1 + \gamma_{SC} \cdot (T_C - T_{C_{ref}})] \quad (3.11)$$

- **Tipologia 1 (Casa)**

 - Belém – $T_C = 60,13^\circ\text{C}$:

$$V_{OC}(60,13^\circ\text{C})_{painei} = 45,1[V]x \left[1 - 0,0031 \left[\frac{\%}{^\circ\text{C}} \right] x(60,13 - 25)[^\circ\text{C}] \right] = 40,19 V$$

$$V_{mp}(60,13^\circ\text{C})_{painei} = 33,4[V]x \left[1 - 0,0031 \left[\frac{\%}{^\circ\text{C}} \right] x(60,13 - 25)[^\circ\text{C}] \right] = 32,61 V$$

$$I_{SC}(60,13^\circ\text{C})_{string} = 9,18[A]x \left[1 + 0,00053 \left[\frac{\%}{^\circ\text{C}} \right] x(60,13 - 25)[^\circ\text{C}] \right] = 9,35 A$$

$$I_{mp}(60,13^\circ\text{C})_{string} = 8,61[A]x \left[1 + 0,00053 \left[\frac{\%}{^\circ\text{C}} \right] x(60,13 - 25)[^\circ\text{C}] \right] = 8,77 A$$

 - Goiânia – $T_C = 59,13^\circ\text{C}$:

$$V_{OC}(59,13^\circ\text{C})_{painei} = 45,1x[1 - 0,0031x(59,13 - 25)] = 40,33 V$$

$$V_{mp}(59,13^\circ\text{C})_{painei} = 33,4x[1 - 0,0031x(59,13 - 25)] = 32,73 V$$

$$I_{SC}(59,13^\circ\text{C})_{string} = 9,18x[1 + 0,00053x(59,13 - 25)] = 9,35 A$$

$$I_{mp}(59,13^\circ\text{C})_{string} = 8,61x[1 + 0,00053x(59,13 - 25)] = 8,77 A$$

 - Uberaba – $T_C = 57,13^\circ\text{C}$:

$$V_{OC}(57,13^\circ\text{C})_{painei} = 45,1x[1 - 0,0031x(57,13 - 25)] = 40,61 V$$

$$V_{mp}(57,13^\circ\text{C})_{painei} = 33,4x[1 - 0,0031x(57,13 - 25)] = 32,96 V$$

$$I_{SC}(57,13^\circ\text{C})_{string} = 9,18x[1 + 0,00053x(57,13 - 25)] = 9,34 A$$

$$I_{mp}(57,13^\circ\text{C})_{string} = 8,61x[1 + 0,00053x(57,13 - 25)] = 8,76 A$$

 - Porto Alegre – $T_C = 57,13^\circ\text{C}$:

$$V_{OC}(57,13^\circ\text{C})_{painei} = 45,1x[1 - 0,0031x(57,13 - 25)] = 40,61 V$$

$$V_{mp}(57,13^\circ\text{C})_{painei} = 33,4x[1 - 0,0031x(57,13 - 25)] = 32,96 V$$

$$I_{SC}(57,13\text{ }^{\circ}\text{C})_{string} = 9,18x[1 + 0,00053x(57,13 - 25)] = 9,34\text{ A}$$

$$I_{mp}(57,13\text{ }^{\circ}\text{C})_{string} = 8,61x[1 + 0,00053x(57,13 - 25)] = 8,76\text{ A}$$

- São Paulo – $T_c = 56,13\text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$V_{oc}(56,13\text{ }^{\circ}\text{C})_{paineis} = 45,1x[1 - 0,0031x(56,13 - 25)] = 40,75\text{ V}$$

$$V_{mp}(56,13\text{ }^{\circ}\text{C})_{paineis} = 33,4x[1 - 0,0031x(56,13 - 25)] = 33,07\text{ V}$$

$$I_{SC}(56,13\text{ }^{\circ}\text{C})_{string} = 9,18x[1 + 0,00053x(56,13 - 25)] = 9,33\text{ A}$$

$$I_{mp}(56,13\text{ }^{\circ}\text{C})_{string} = 8,61x[1 + 0,00053x(56,13 - 25)] = 8,75\text{ A}$$

De modo a definirmos a quantidade de painéis para cada uma das tipologias do PMCMV, calcularemos a quantidade máxima de painéis (N_{max}) restrito pela área disponível.

- Tipologia 1 (Casa) – $tax_{oc} = 50\%$:

$$N_{max} = \frac{A \cdot tax_{oc}}{A_{PF}} = \frac{\frac{(comprimento[m].largura[m])}{número\ de\ quedas\ d'água} \cdot 50\%}{A_{PF}[m^2/painel]} = \frac{\frac{6 \times 6}{2} \times 0,50}{1,92} = 4,69$$

$$\equiv 4\ painéis$$

- Tipologia 2 (Apartamento) - $tax_{oc} = 30\%$:

$$N_{max} = \frac{A \cdot tax_{oc}}{A_{PF}} = \frac{\frac{(comprimento[m].largura[m]).UH\ de\ cada\ pavimento}{número\ de\ quedas\ d'água} \cdot 30\%}{A_{PF}[m^2/painel]}$$

$$= \frac{\frac{7 \times 6 \times 4}{1} \times 0,30}{1,92} = 26,27 \equiv 26\ painéis$$

Calculamos para o gerador fotovoltaico a potência média de pico (P_{GFV}) e a potência nominal de pico (P_{GFV}^0), considerando a quantidade máxima de painéis para cada uma das tipologias, calcularemos também a potência do inversor :

- Tipologia 1 (Casa):

$$P_{GFV}^0 = P_{PF}^0[W] \cdot N_{max} = 315 \times 4 = 1260\text{ Wp}$$

- Tipologia 2 (Apartamento):

$$P_{GFV}^0 = P_{PF}^0[W] \cdot N_{max} = 315 \times 26 = 8.190\text{ Wp}$$

Considerando um fator de dimensionamento do inversor (FDI) de 0,80, dimensionamos a potência nominal mínima do inversor (P_{INV}^0) através da eq.(2.8).

- Tipologia 1 (Casa):

$$P_{INV}^0 = FDI \cdot P_{GFV}^0 [W] = 0,80 \times 1.260 = 1.008W$$

- Tipologia 2 (Apartamento):

$$P_{INV}^0 = FDI \cdot P_{GFV}^0 [W] = 0,80 \times 8.190 = 6.552W$$

Verificamos os inversores disponíveis no mercado brasileiro e que atendam as necessidades da tipologia 2, identificamos dois inversores da Fronius, o inversor de 6 kW e o inversor de 8,2 kW. De modo a otimizarmos os custos recalculamos a potência nominal do inversor utilizando FDI de 0,7 conseguindo assim atender a potência através do inversor de 6 kW de potencia nominal, conforme demonstrado abaixo:

$$P_{INV}^0 = FDI \cdot P_{GFV}^0 [W] = 0,70 \times 8.190 = 5.733W$$

Dada as potências nominais dos inversores, selecionamos os inversores de potência de 1,5 kW e 6,0 kW do fabricante Fronius, a Tabela 3.13 apresenta as características principais dos inversores selecionados. A folha de dados dos inversores encontram-se no Anexo IV.

Tabela 3.13 - Folha de dados dos inversores da Fronius

	Fabricante Modelo	Fronius GALVO-1.5-1	Fronius PRIMO-6.0-1
DADOS DE ENTRADA	Corrente de curto circuito [A]	13,3	18,0
	Corrente máxima de entrada (I_{SC}) [A]	20,0	27,0
	Máxima tensão de entrada (V_{max}) [V]	420	1.000
	Mínima tensão de entrada (V_{min}) [V]	260	80
	Faixa de operação do MPPT ($V_{min} \dots V_{max}$) [V]	120...335	240...800
	Numero de ligações CC	3	2+2
	Numero de MPPT (η_{SPMP})	1	2
	Máxima eficiência do MPPT (η_{SPMP})	95,5%	98,0%
DADOS DE SAÍDA	Potência nominal de Saída [W]	1.500	6.000
	Máx. Corrente de saída [A]	7,2	26,1
	Tensão de saída mínima [V]	180	180
	Tensão de saída máxima [V]	270	270
	Frequência de saída [Hz]	60	50/60

Fonte: Fronius (2016)

Com o inversor selecionado para cada uma das duas tipologias, verificaremos através das eq. (3.12), (3.13) e (3.14) a quantidade mínima e máxima dos painéis selecionados de cada string ($N_{minString}$, $N_{maxString}$) e quantos strings o inversor suporta ($N_{maxParalelo}$) para cada uma das localidades. Através da eq. (3.15) podemos verificar o arranjo possível de fazermos com o painel e o inversor selecionado, e validando assim o arranjo do conjunto, e caso necessário alterando o número de painéis e/ou o inversor.

$$N_{minString} = \text{Max} \left(\frac{V_{Start}}{V_{OC}(T_C)}; \frac{V_{Start}}{V_{mp}(T_C)} \right) \quad (3.12)$$

$$N_{maxString} = \text{Min} \left(\frac{V_{max}}{V_{OC}(T_C)}; \frac{V_{max}}{V_{mp}(T_C)} \right) \quad (3.13)$$

$$N_{maxParalelo} = \text{Min} \left(\frac{I_{DC_{max}}}{I_{SC}(T_C)}; \frac{I_{DC_{max}}}{I_{mp}(T_C)} \right) \quad (3.14)$$

$$N_{minString} \leq N_{max} \leq N_{maxString}; N_{String} \leq N_{maxParalelo} \quad (3.15)$$

- Tipologia 1 (Casa) – Inversor Galvo 1.5-1

 - Belém – $T_C = 60,13^\circ\text{C}$:

$$\begin{aligned} N_{minString} &= \text{Max} \left(\frac{V_{Start}}{V_{OC}(T_C)}; \frac{V_{Start}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Max} \left(\frac{120}{40,19}; \frac{120}{32,61} \right) = \text{Max}(2,99; 3,68) \\ &= 3,68 \cong 4 \text{ painéis/string} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} N_{maxString} &= \text{Min} \left(\frac{V_{max}}{V_{OC}(T_C)}; \frac{V_{max}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{420}{40,19}; \frac{420}{32,61} \right) = \text{Min}(10,45; 12,88) \\ &= 10,45 \cong 10 \text{ painéis/string} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} N_{maxParalelo} &= \text{Min} \left(\frac{I_{DC_{max}}}{I_{SC}(T_C)}; \frac{I_{DC_{max}}}{I_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{13,3}{9,35}; \frac{13,3}{8,77} \right) = \text{Min}(1,42; 1,52) \\ &= 1,42 \cong 1 \text{ strings em paralelo} \end{aligned}$$

 - Goiânia – $T_C = 59,13^\circ\text{C}$:

$$\begin{aligned} N_{minString} &= \text{Max} \left(\frac{V_{Start}}{V_{OC}(T_C)}; \frac{V_{Start}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Max} \left(\frac{120}{40,33}; \frac{120}{32,73} \right) = \text{Max}(2,98; 3,67) \\ &= 3,68 \cong 4 \text{ painéis/string} \end{aligned}$$

$$N_{max_{string}} = \text{Min} \left(\frac{V_{max}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{max}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{420}{40,33}, \frac{420}{32,73} \right) = \text{Min}(10,41; 12,83) \\ = 10,45 \cong 10 \text{ painéis/string}$$

$$N_{max_{paralelo}} = \text{Min} \left(\frac{I_{DC_{max}}}{I_{SC}(T_C)}, \frac{I_{DC_{max}}}{I_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{13,3}{9,35}, \frac{13,3}{8,77} \right) = \text{Min}(1,42; 1,52) \\ = 1,42 \cong 1 \text{ strings em paralelo}$$

○ Uberaba – $T_C = 57,13^\circ\text{C}$:

$$N_{min_{string}} = \text{Max} \left(\frac{V_{Start}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{Start}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Max} \left(\frac{120}{40,61}, \frac{120}{32,96} \right) = \text{Max}(2,96; 3,64) \\ = 3,68 \cong 4 \text{ painéis/string}$$

$$N_{max_{string}} = \text{Min} \left(\frac{V_{max}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{max}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{420}{40,61}, \frac{420}{32,96} \right) = \text{Min}(10,34; 12,74) \\ = 10,45 \cong 10 \text{ painéis/string}$$

$$N_{max_{paralelo}} = \text{Min} \left(\frac{I_{DC_{max}}}{I_{SC}(T_C)}, \frac{I_{DC_{max}}}{I_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{13,3}{9,34}, \frac{13,3}{8,76} \right) = \text{Min}(1,42; 1,52) \\ = 1,42 \cong 1 \text{ string em paralelo}$$

○ Porto Alegre – $T_C = 57,13^\circ\text{C}$:

$$N_{min_{string}} = \text{Max} \left(\frac{V_{Start}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{Start}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Max} \left(\frac{120}{40,61}, \frac{120}{32,96} \right) = \text{Max}(2,96; 3,64) \\ = 3,68 \cong 4 \text{ painéis/string}$$

$$N_{max_{string}} = \text{Min} \left(\frac{V_{max}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{max}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{420}{40,61}, \frac{420}{32,96} \right) = \text{Min}(10,34; 12,74) \\ = 10,45 \cong 10 \text{ painéis/string}$$

$$N_{max_{paralelo}} = \text{Min} \left(\frac{I_{DC_{max}}}{I_{SC}(T_C)}, \frac{I_{DC_{max}}}{I_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{13,3}{9,34}, \frac{13,3}{8,76} \right) = \text{Min}(1,42; 1,52) \\ = 1,42 \cong 1 \text{ string em paralelo}$$

○ São Paulo – $T_C = 56,13^\circ\text{C}$:

$$N_{minString} = \text{Max} \left(\frac{V_{Start}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{Start}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Max} \left(\frac{120}{40,75}, \frac{120}{33,07} \right) = \text{Max}(2,94; 3,63) \\ = 3,68 \cong 4 \text{ painéis/string}$$

$$N_{maxString} = \text{Min} \left(\frac{V_{max}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{max}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{420}{40,75}, \frac{420}{33,07} \right) = \text{Min}(10,31; 12,70) \\ = 10,45 \cong 10 \text{ painéis/string}$$

$$N_{maxParalelo} = \text{Min} \left(\frac{I_{DC_{max}}}{I_{SC}(T_C)}, \frac{I_{DC_{max}}}{I_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{13,3}{9,33}, \frac{13,3}{8,75} \right) = \text{Min}(1,42; 1,52) \\ = 1,42 \cong 1 \text{ strings em paralelo}$$

Para todas as localidades da tipologia 1, verificamos os mesmos limites, tendo assim o arranjo de 4 painéis em série (string) e 1 string na entrada do inversor, conforme demonstrado abaixo:

$$\text{painéis} \leq N_{max} \leq 10 \text{ painéis}; N_{String} \leq 1 \text{ string em paralelo / entrada do MPPT}$$

Portanto o número de painéis (N_{max}) de 4 painéis atendem aos limites do inversor.

- Tipologia 2 (Apartamento) – Inversor Primo 6.0-1

 - Belém – $T_C = 60,13^\circ\text{C}$:

$$N_{minString} = \text{Max} \left(\frac{V_{Start}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{Start}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Max} \left(\frac{80}{40,19}, \frac{80}{32,61} \right) = \text{Max}(1,99; 2,45) \\ = 2,45 \cong 3 \text{ painéis/string}$$

$$N_{maxString} = \text{Min} \left(\frac{V_{max}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{max}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{1000}{40,19}, \frac{1000}{32,61} \right) = \text{Min}(24,88; 30,66) \\ = 24,88 \cong 24 \text{ painéis/string}$$

$$N_{maxParalelo} = \text{Min} \left(\frac{I_{DC_{max}}}{I_{SC}(T_C)}, \frac{I_{DC_{max}}}{I_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{18}{9,35}, \frac{18}{8,77} \right) = \text{Min}(1,92; 2,05) \\ = 1,92 \cong 2 \text{ strings em paralelo}$$

 - Goiânia – $T_C = 59,13^\circ\text{C}$:

$$N_{minString} = \text{Max} \left(\frac{V_{Start}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{Start}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Max} \left(\frac{80}{40,33}, \frac{800}{32,73} \right) = \text{Max}(1,98; 2,44) \\ = 2,44 \cong 3 \text{ painéis/string}$$

$$N_{max_{string}} = \text{Min} \left(\frac{V_{max}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{max}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{1000}{40,33}, \frac{1000}{32,73} \right) = \text{Min}(24,80 ; 30,55) \\ = 24,80 \cong 24 \text{ painéis/string}$$

$$N_{max_{paralelo}} = \text{Min} \left(\frac{I_{DC_{max}}}{I_{SC}(T_C)}, \frac{I_{DC_{max}}}{I_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{18}{9,35}, \frac{18}{8,77} \right) = \text{Min}(1,92 ; 2,05) \\ = 1,92 \cong 2 \text{ strings em paralelo}$$

o Uberaba – $T_C = 57,13^\circ\text{C}$:

$$N_{min_{string}} = \text{Max} \left(\frac{V_{Start}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{Start}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Max} \left(\frac{800}{40,61}, \frac{800}{32,96} \right) = \text{Max}(1,97 ; 2,43) \\ = 2,43 \cong 3 \text{ painéis/string}$$

$$N_{max_{string}} = \text{Min} \left(\frac{V_{max}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{max}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{1000}{40,61}, \frac{1000}{32,96} \right) = \text{Min}(24,63 ; 30,34) \\ = 24,63 \cong 24 \text{ painéis/string}$$

$$N_{max_{paralelo}} = \text{Min} \left(\frac{I_{DC_{max}}}{I_{SC}(T_C)}, \frac{I_{DC_{max}}}{I_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{18}{9,34}, \frac{18}{8,76} \right) = \text{Min}(1,93 ; 2,06) \\ = 1,93 \cong 2 \text{ strings em paralelo}$$

o Porto Alegre – $T_C = 57,13^\circ\text{C}$:

$$N_{min_{string}} = \text{Max} \left(\frac{V_{Start}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{Start}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Max} \left(\frac{800}{40,61}, \frac{800}{32,96} \right) = \text{Max}(1,97 ; 2,43) \\ = 2,43 \cong 3 \text{ painéis/string}$$

$$N_{max_{string}} = \text{Min} \left(\frac{V_{max}}{V_{OC}(T_C)}, \frac{V_{max}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{1000}{40,61}, \frac{1000}{32,96} \right) = \text{Min}(24,63 ; 30,34) \\ = 30,34 \cong 24 \text{ painéis/string}$$

$$N_{max_{paralelo}} = \text{Min} \left(\frac{I_{DC_{max}}}{I_{SC}(T_C)}, \frac{I_{DC_{max}}}{I_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{18}{9,34}, \frac{18}{8,76} \right) = \text{Min}(1,93 ; 2,06) \\ = 1,93 \cong 2 \text{ strings em paralelo}$$

- São Paulo – $T_C = 56,13^\circ\text{C}$:

$$N_{minString} = \text{Max} \left(\frac{V_{Start}}{V_{OC}(T_C)}; \frac{V_{Start}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Max} \left(\frac{80}{40,75}; \frac{80}{33,07} \right) = \text{Max}(1,96; 2,42)$$

$$= 2,42 \cong 3 \text{ painéis/string}$$

$$N_{maxString} = \text{Min} \left(\frac{V_{max}}{V_{OC}(T_C)}; \frac{V_{max}}{V_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{1000}{40,75}; \frac{1000}{33,07} \right) = \text{Min}(24,54; 30,24)$$

$$= 24,54 \cong 24 \text{ painéis/string}$$

$$N_{maxParalelo} = \text{Min} \left(\frac{I_{DC_{max}}}{I_{SC}(T_C)}; \frac{I_{DC_{max}}}{I_{mp}(T_C)} \right) = \text{Min} \left(\frac{18}{9,33}; \frac{18}{8,75} \right) = \text{Min}(1,93; 2,06)$$

$$= 1,93 \cong 2 \text{ strings em paralelo}$$

Assim como observado para a tipologia 1, verificou-se que para as cinco localidades selecionadas possuem os mesmos limites para o arranjo dos painéis, conforme demonstrado abaixo

$$3 \text{ painéis} \leq N_{max} \leq 24 \text{ painéis} ; N_{String} \leq 2 \text{ strings em paralelo / entrada MPPT}$$

Como a $N_{max} > 24$ painéis, utilizaremos o arranjo de 13 painéis por string e tendo 2 strings em paralelo, totalizando assim os 26 painéis dimensionados.

3.4 Análise das características dos inversores existentes no mercado brasileiro selecionando os adequados para este tipo de instalação do ponto de vista tecnológico, operacional e de manutenção.

Os inversores existentes no mercado, possuem conectividade sem-fio (redes wifi) e programas (para computadores e celulares) dedicados para o usuário final possibilitando a gestão da energia gerada, possibilitando assim a análise da eficiência do sistema.

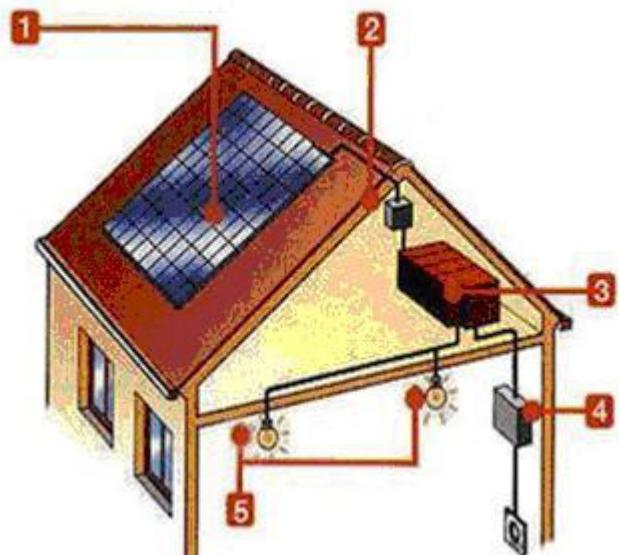
Com os programas dedicados o usuário final pode facilmente operar o sistema, e gerenciar eventuais demandas de manutenção preventiva no inversor.

3.5 Instalação Típica recomendada. Especificação Técnica. Custo de Componentes e Materiais. Recomendações de operação e manutenção. Custo de Manutenção.

A Figura 3.1 apresenta a sugestão da instalação dos componentes estão listados a seguir:

- **Item 1:** Arranjo de painéis fotovoltaicos conforme dimensionado no 3.3
- **Item 2:** Stringbox e Cabos de ligação (considerar 20 metros de cabos de 2x6mm² por string)
- **Item 3:** Inversor de frequência
- **Item 4:** Quadro de distribuição e medidor de energia
- **Item 5:** Equipamentos elétricos

Figura 3.1 – Instalação típica e suas identificações



Fonte: Wordpress (2012)

A Tabela 3.14 apresenta a composição do sistema dimensionado para atender a tipologia 1 do PMCMV, também é apresentado o custo previsto do o preço médio nacional de cada um dos itens.

Tabela 3.14 - Itemização e Custo do sistema para tipologia 1

Item	Descrição	Unit.	Custo unit. [R\$/unit]	Custo total [R\$/unit]	% do total
1	Painel fotovoltaico Canadian Solar - modelo: CS6X-315P	4	1.238,50	4.954,00	30,54%
2	Inversor Fronius modelo: GALVO 1.5-1	1	8.190,00	8.190,00	50,48%
3	Stringbox ABB modelo: 1SLM300101A0790	1	1.350,00	1.350,00	8,32%
4	Cabo – 2x6 mm ²	20 m	15,90	318,00	1,96%
5	Conector – multicontact	2	29,90	59,80	0,37%
6	Estrutura de montagem de painel	4	338,00	1.352,00	8,33%
		Total	16.223,80	100,00%	

Fonte: Criação própria

A Tabela 3.15 apresenta a composição do sistema dimensionado para atender a tipologia 2 do PMCMV, também é apresentado o custo previsto do o preço médio nacional de cada um dos itens.

Tabela 3.15 - Itemização e Custo do sistema para tipologia 2

Item	Descrição	Unit.	Custo unit. [R\$/unit]	Custo total [R\$/unit]	% do total
1	Painel fotovoltaico Canadian Solar - modelo: CS6X-315P	26	1.238,50	32.201,00	60,19%
2	Inversor Fronius modelo: Primo 6.0-1	1	10.404,89	10.404,89	19,45%
3	Stringbox ABB modelo: 1SLM300101A0790	1	1.350,00	1.350,00	2,52%
4	Cabo – 2x6 mm ²	40 m	15,90	636,00	1,19%
5	Conector – multicontact	4	29,90	119,60	0,22%
6	Estrutura de montagem de painel	26	338,00	8.788,00	16,43%
		Total	53.499,49	100,00%	

Fonte: Criação própria

Visando as características do usuário final (morador), a manutenção preventiva que ele deve realizar periodicamente é a limpeza periódica dos painéis solares, mantendo assim a eficiência do sistema.

3.6 Análise de Viabilidade Econômica

Para a análise de viabilidade econômica levantamos os custos de implementação e manutenção, precificação da energia gerada e os aportes sugeridos para os sistemas propostos. Ao final é feita a análise do tempo de retorno (payback) e o fluxo de caixa para 25 anos para cada unidade habitacional.

3.6.1 Custo de implementação

Os custos com material e equipamento estão apresentados para ambas as tipologias no item 3.5. Para a instalação do sistema foi considerado uma porcentagem de 5% do valor de material e equipamentos de cada sistema um dos sistemas propostos

A Tabela 3.16 apresenta o valor do investimento inicial por UH para cada uma das tipologias.

Tabela 3.16 - Investimento inicial para as tipologias 1 e 2 por UH

Custo	Tipologia 1	Tipologia 2
Material e equipamentos	R\$ 16.223,80	R\$ 53.499,49
Instalação	R\$ 811,19	R\$ 2.674,97
Investimento Inicial Total	R\$ 17.034,99	R\$ 56.174,46
Quantidade de UH / edifício	1	16
Investimento inicial por UH	R\$ 17.034,99	R\$ 3.510,90

Fonte: Criação própria

3.6.2 Custo de manutenção

Tendo como rotina de manutenção conforme o apresentado no item 3.5 foi considerado que o valor gasto com esta manutenção será de 0,12% ao ano do valor de material e equipamento dados nas Tabela 3.14 e Tabela 3.15. A Tabela 3.17 apresenta o custo anual gasto por UH para a manutenção do sistema.

Tabela 3.17 – Custo de manutenção anual para as tipologias 1 e 2 por UH

Custo	Tipologia 1	Tipologia 2
Material e equipamentos	R\$ 16.223,80	R\$ 53.499,49
Porcentagem para manutenção anual	0,12%	0,12%
Manutenção Anual total	R\$ 19,47	R\$64,20
Quantidade de UH/edifício	1	16
Manutenção anual por UH	R\$ 19,47	R\$ 4,01

Fonte: Criação própria

3.6.3 Energia gerada e a sua precificação

Para podermos precificar os valores da energia gerada pelos sistemas propostos, verificamos o valor as tarifas válidas o ano de 2016 das distribuidoras de energia das localidades selecionadas. Este levantamento é apresentado na Tabela 3.18.

Tabela 3.18 - Tarifa da energia elétrica - Residencial comum

Localidade	Distribuidora	Tarifa residencial comum [R\$/kWh]
Belém	CELPA	0,56554
Goiânia	CELG	0,46660
Uberaba	CEMIG	0,53122
Porto Alegre	CEEE	0,48317
São Paulo	AES ELETROPAULO	0,40443

Fonte: Criação própria

Calculamos então a energia mensal média gerada pelo sistema, considerando o histórico de temperatura mínima e máxima mensal das localidades, conforme apresentado na Tabela 3.10, a quantidade de dias no mês (n) e a quantidade de painéis dimensionado (N_{max}). Calculamos a temperatura de célula (T_C), a potência gerada por placa a esta temperatura ($P_{PF}(T_C)$), e a potência gerada pelo sistema por dia e por mês ($E_{GFP_{dia}}$, $E_{GFP_{mes}}$). A Tabela 3.19 apresenta um resumo dos resultados obtidos através dos cálculos, as tabelas que demonstram os cálculos completos estão disponíveis no Anexo V.

Tabela 3.19 - Energia gerada anualmente para as tipologias 1 e 2

Cidade	Tipologia 1 – Casa [R\$]	Tipologia 2 – Apartamento [R\$]
Belém	473,91	3.147,89
Goiânia	952,38	6.326,04
Uberaba	1.148,91	7.631,44
Porto Alegre	910,59	6.048,46
São paulo	667,86	4.436,15

Fonte: Criação própria

3.6.4 Amortizações

Foi considerado uma amortização inicial de R\$ 1.000,00 por UH no momento da implementação e uma amortização mensal de R\$ 20,00 por UH até o fim do ano da quitação do investimento. As amortizações propostas e consideradas na Tabela 3.20 são a proposição de acréscimo no financiamento do investimento, lembrando que após pago o investimento as amortizações cessarão.

Tabela 3.20 - Aportes

Descrição	Periodicidade	Valor por UH
Amortização Inicial	Única durante a implementação	R\$ 1.000,00
Amortização mensal	Mensal até a quitação do investimento inicial	R\$ 20,00
Amortização anual	Amortização mensal acumulada no ano (x12) até a quitação	R\$240,00

Fonte: Criação própria

3.6.5 Payback Simples

A Tabela 3.21 resume os ganhos por UH com a geração de energia anualmente e os ganhos com o total dos aportes mensais para cada uma das localidades, segregada pela tipologia.

Tabela 3.21 - Quadro resumo dos ganhos

Cidade	Tipologia	UH	Amortização anual [R\$]	Energia gerada [R\$]	Ganho Total [R\$]	Ganho por UH [R\$]
Belém	1	1	240,00	473,91	713,91	713,91
	2	16	3.840,00	3.147,89	6.987,89	436,74
Goânia	1	1	240,00	952,38	1.192,38	1.192,38
	2	16	3.840,00	6.326,04	10.166,04	635,38
Uberaba	1	1	240,00	1.148,91	1.388,91	1.388,91
	2	16	3.840,00	7.631,44	11.471,44	716,97
Porto Alegre	1	1	240,00	910,59	1.150,59	1.150,59
	2	16	3.840,00	6.048,46	9.888,46	618,03
São Paulo	1	1	240,00	667,86	907,86	907,86
	2	16	3.840,00	4.436,15	8.276,15	517,26

Fonte: Criação própria

Nas Tabela 3.22 e Tabela 3.23 foram calculados o payback por UH para cada localidade, respectivamente para as tipologias 1 e 2. Para estes cálculos, foi utilizado como apoio a eq. (2.6) e na Tabela 3.21.

$$\begin{aligned}
 Payback_{Simples} &= \frac{Investimento\ Inicial}{Ganho\ no\ período} \\
 &= \frac{Custo\ Implementação\ -\ Aporte\ Inicial}{Ganho\ Bruto\ anual\ -\ custo\ de\ manutenção} \quad (3.16)
 \end{aligned}$$

Tabela 3.22 - Payback por UH- Tipologia 1

Cidade	Belém	Goiânia	Uberaba	Porto Alegre	São Paulo
Implementação [R\$]	17.034,99	17.034,99	17.034,99	17.034,99	17.034,99
Amortização Inicial [R\$]	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimento inicial [R\$]	16.034,99	16.034,99	16.034,99	16.034,99	16.034,99
Ganho Bruto [R\$]	713,91	1.192,38	1.388,91	1.150,59	907,86
Manutenção	19,47	19,47	19,47	19,47	19,47
Ganho Líquido [R\$]	694,44	1.172,91	1.369,44	1.131,12	888,39
Payback Simples [Anos]	23,09	13,67	11,71	14,18	18,05

Fonte: Criação própria

Tabela 3.23 - Payback por UH- Tipologia 2

Cidade	Belém	Goiânia	Uberaba	Porto Alegre	São Paulo
Implementação [R\$]	3.510,90	3.510,90	3.510,90	3.510,90	3.510,90
Amortização Inicial [R\$]	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimento inicial [R\$]	2.510,90	2.510,90	2.510,90	2.510,90	2.510,90
Ganho Bruto [R\$]	436,74	635,38	716,97	618,03	517,26
Manutenção	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01
Ganho Líquido [R\$]	432,73	631,37	712,96	614,02	513,25
Payback Simples [Anos]	5,80	3,98	3,52	4,09	4,89

Fonte: Criação própria

3.6.6 Fluxo de Caixa para 25 anos

A vida útil média dos equipamentos de um sistema fotovoltaico é de 25 anos, para a nossa análise do fluxo de caixa do projeto, foi considerado um período de 25 anos e foi desprezado a inflação para o período. As Tabela 3.24, Tabela 3.25, Tabela 3.26, Tabela 3.27, Tabela 3.28, Tabela 3.29, Tabela 3.30, Tabela 3.31, Tabela 3.32 e Tabela 3.33 apresentam o fluxo de caixa para os sistemas da tipologia 1 e 2 e cada uma das 5 localidades analisadas. Os valores apresentados em preto são positivos e os valores apresentados em vermelho são negativos.

Tabela 3.24 - Fluxo de Caixa - Tipologia 1 - Belém/PA

Ano	Custo [R\$]	Geração [R\$]	Amortização total [R\$]	Saldo [R\$]
00	17.034,99	0,00	1.000,00	16.034,99
01	19,47	473,91	240,00	15.340,55
02	19,47	473,91	240,00	14.646,10
03	19,47	473,91	240,00	13.951,66
04	19,47	473,91	240,00	13.257,21
05	19,47	473,91	240,00	12.562,77
06	19,47	473,91	240,00	11.868,32
07	19,47	473,91	240,00	11.173,88
08	19,47	473,91	240,00	10.479,44
09	19,47	473,91	240,00	9.784,99
10	19,47	473,91	240,00	9.090,55
11	19,47	473,91	240,00	8.396,10
12	19,47	473,91	240,00	7.701,66
13	19,47	473,91	240,00	7.007,21
14	19,47	473,91	240,00	6.312,77
15	19,47	473,91	240,00	5.618,33
16	19,47	473,91	240,00	4.923,88
17	19,47	473,91	240,00	4.229,44
18	19,47	473,91	240,00	3.534,99
19	19,47	473,91	240,00	2.840,55
20	19,47	473,91	240,00	2.146,10
21	19,47	473,91	240,00	1.451,66
22	19,47	473,91	240,00	757,21
23	19,47	473,91	240,00	62,77
24	19,47	473,91	240,00	631,67
25	19,47	473,91	0,00	1.086,12

Fonte: Criação própria

Tabela 3.25 - Fluxo de Caixa - Tipologia 2 - Belém/PA

Ano	Custo [R\$]	Geração [R\$]	Amortização total [R\$]	Saldo [R\$]
00	3.510,90	0,00	1.000,00	2.510,90
01	4,01	196,74	240,00	2.078,17
02	4,01	196,74	240,00	1.645,44
03	4,01	196,74	240,00	1.212,71
04	4,01	196,74	240,00	779,98
05	4,01	196,74	240,00	347,25
06	4,01	196,74	240,00	85,48
07	4,01	196,74	0,00	278,21
08	4,01	196,74	0,00	470,94
09	4,01	196,74	0,00	663,67
10	4,01	196,74	0,00	856,40
11	4,01	196,74	0,00	1.049,13
12	4,01	196,74	0,00	1.241,86
13	4,01	196,74	0,00	1.434,59
14	4,01	196,74	0,00	1.627,32
15	4,01	196,74	0,00	1.820,05
16	4,01	196,74	0,00	2.012,79
17	4,01	196,74	0,00	2.205,52
18	4,01	196,74	0,00	2.398,25
19	4,01	196,74	0,00	2.590,98
20	4,01	196,74	0,00	2.783,71
21	4,01	196,74	0,00	2.976,44
22	4,01	196,74	0,00	3.169,17
23	4,01	196,74	0,00	3.361,90
24	4,01	196,74	0,00	3.554,63
25	4,01	196,74	0,00	3.747,36

Fonte: Criação própria

Tabela 3.26 - Fluxo de Caixa - Tipologia 1 - Goiânia/GO

Ano	Custo [R\$]	Geração [R\$]	Amortização total [R\$]	Saldo [R\$]
00	17.034,99	0,00	1.000,00	16.034,99
01	19,47	952,38	240,00	14.862,08
02	19,47	952,38	240,00	13.689,16
03	19,47	952,38	240,00	12.516,25
04	19,47	952,38	240,00	11.343,34
05	19,47	952,38	240,00	10.170,43
06	19,47	952,38	240,00	8.997,51
07	19,47	952,38	240,00	7.824,60
08	19,47	952,38	240,00	6.651,69
09	19,47	952,38	240,00	5.478,77
10	19,47	952,38	240,00	4.305,86
11	19,47	952,38	240,00	3.132,95
12	19,47	952,38	240,00	1.960,04
13	19,47	952,38	240,00	787,12
14	19,47	952,38	240,00	385,79
15	19,47	952,38	0,00	1.318,70
16	19,47	952,38	0,00	2.251,62
17	19,47	952,38	0,00	3.184,53
18	19,47	952,38	0,00	4.117,44
19	19,47	952,38	0,00	5.050,35
20	19,47	952,38	0,00	5.983,27
21	19,47	952,38	0,00	6.916,18
22	19,47	952,38	0,00	7.849,09
23	19,47	952,38	0,00	8.782,01
24	19,47	952,38	0,00	9.714,92
25	19,47	952,38	0,00	10.647,83

Fonte: Criação própria

Tabela 3.27 - Fluxo de Caixa - Tipologia 2 - Goiânia/GO

Ano	Custo [R\$]	Geração [R\$]	Amortização total [R\$]	Saldo [R\$]
00	3.510,90	0,00	1.000,00	2.510,90
01	4,01	395,38	240,00	1.879,54
02	4,01	395,38	240,00	1.248,17
03	4,01	395,38	240,00	616,81
04	4,01	395,38	240,00	14,56
05	4,01	395,38	0,00	405,92
06	4,01	395,38	0,00	797,29
07	4,01	395,38	0,00	1.188,65
08	4,01	395,38	0,00	1.580,02
09	4,01	395,38	0,00	1.971,38
10	4,01	395,38	0,00	2.362,74
11	4,01	395,38	0,00	2.754,11
12	4,01	395,38	0,00	3.145,47
13	4,01	395,38	0,00	3.536,84
14	4,01	395,38	0,00	3.928,20
15	4,01	395,38	0,00	4.319,57
16	4,01	395,38	0,00	4.710,93
17	4,01	395,38	0,00	5.102,30
18	4,01	395,38	0,00	5.493,66
19	4,01	395,38	0,00	5.885,03
20	4,01	395,38	0,00	6.276,39
21	4,01	395,38	0,00	6.667,76
22	4,01	395,38	0,00	7.059,12
23	4,01	395,38	0,00	7.450,49
24	4,01	395,38	0,00	7.841,85
25	4,01	395,38	0,00	8.233,22

Fonte: Criação própria

Tabela 3.28 - Fluxo de Caixa - Tipologia 1 - Uberaba/MG

Ano	Custo [R\$]	Geração [R\$]	Amortização [R\$]	Saldo [R\$]
00	17.034,99	0,00	1.000,00	16.034,99
01	19,47	1.148,91	240,00	14.665,55
02	19,47	1.148,91	240,00	13.296,11
03	19,47	1.148,91	240,00	11.926,67
04	19,47	1.148,91	240,00	10.557,23
05	19,47	1.148,91	240,00	9.187,78
06	19,47	1.148,91	240,00	7.818,34
07	19,47	1.148,91	240,00	6.448,90
08	19,47	1.148,91	240,00	5.079,46
09	19,47	1.148,91	240,00	3.710,02
10	19,47	1.148,91	240,00	2.340,58
11	19,47	1.148,91	240,00	971,14
12	19,47	1.148,91	240,00	398,30
13	19,47	1.148,91	0,00	1.527,75
14	19,47	1.148,91	0,00	2.657,19
15	19,47	1.148,91	0,00	3.786,63
16	19,47	1.148,91	0,00	4.916,07
17	19,47	1.148,91	0,00	6.045,51
18	19,47	1.148,91	0,00	7.174,95
19	19,47	1.148,91	0,00	8.304,39
20	19,47	1.148,91	0,00	9.433,83
21	19,47	1.148,91	0,00	10.563,28
22	19,47	1.148,91	0,00	11.692,72
23	19,47	1.148,91	0,00	12.822,16
24	19,47	1.148,91	0,00	13.951,60
25	19,47	1.148,91	0,00	15.081,04

Fonte: Criação própria

Tabela 3.29 - Fluxo de Caixa - Tipologia 2 - Uberaba/MG

Ano	Custo [R\$]	Geração [R\$]	Amortização total [R\$]	Saldo [R\$]
00	3.510,90	0,00	1.000,00	2.510,90
01	4,01	476,97	240,00	1.797,95
02	4,01	476,97	240,00	1.085,00
03	4,01	476,97	240,00	372,05
04	4,01	476,97	240,00	340,91
05	4,01	476,97	0,00	813,86
06	4,01	476,97	0,00	1.286,81
07	4,01	476,97	0,00	1.759,77
08	4,01	476,97	0,00	2.232,72
09	4,01	476,97	0,00	2.705,67
10	4,01	476,97	0,00	3.178,62
11	4,01	476,97	0,00	3.651,58
12	4,01	476,97	0,00	4.124,53
13	4,01	476,97	0,00	4.597,48
14	4,01	476,97	0,00	5.070,44
15	4,01	476,97	0,00	5.543,39
16	4,01	476,97	0,00	6.016,34
17	4,01	476,97	0,00	6.489,29
18	4,01	476,97	0,00	6.962,25
19	4,01	476,97	0,00	7.435,20
20	4,01	476,97	0,00	7.908,15
21	4,01	476,97	0,00	8.381,11
22	4,01	476,97	0,00	8.854,06
23	4,01	476,97	0,00	9.327,01
24	4,01	476,97	0,00	9.799,96
25	4,01	476,97	0,00	10.272,92

Fonte: Criação própria

Tabela 3.30 - Fluxo de Caixa - Tipologia 1 – Porto Alegre/RS

Ano	Custo [R\$]	Geração [R\$]	Amortização total [R\$]	Saldo [R\$]
00	17.034,99	0,00	1.000,00	16.034,99
01	19,47	910,59	240,00	14.903,87
02	19,47	910,59	240,00	13.772,74
03	19,47	910,59	240,00	12.641,62
04	19,47	910,59	240,00	11.510,50
05	19,47	910,59	240,00	10.379,37
06	19,47	910,59	240,00	9.248,25
07	19,47	910,59	240,00	8.117,13
08	19,47	910,59	240,00	6.986,00
09	19,47	910,59	240,00	5.854,88
10	19,47	910,59	240,00	4.723,76
11	19,47	910,59	240,00	3.592,63
12	19,47	910,59	240,00	2.461,51
13	19,47	910,59	240,00	1.330,39
14	19,47	910,59	240,00	199,27
15	19,47	910,59	240,00	931,86
16	19,47	910,59	0,00	1.822,98
17	19,47	910,59	0,00	2.714,10
18	19,47	910,59	0,00	3.605,23
19	19,47	910,59	0,00	4.496,35
20	19,47	910,59	0,00	5.387,47
21	19,47	910,59	0,00	6.278,60
22	19,47	910,59	0,00	7.169,72
23	19,47	910,59	0,00	8.060,84
24	19,47	910,59	0,00	8.951,97
25	19,47	910,59	0,00	9.843,09

Fonte: Criação própria

Tabela 3.31 - Fluxo de Caixa - Tipologia 2 – Porto Alegre/RS

Ano	Custo [R\$]	Geração [R\$]	Amortização total [R\$]	Saldo [R\$]
00	3.510,90	0,00	1.000,00	2.510,90
01	4,01	378,03	240,00	1.896,89
02	4,01	378,03	240,00	1.282,87
03	4,01	378,03	240,00	668,86
04	4,01	378,03	240,00	54,84
05	4,01	378,03	240,00	559,18
06	4,01	378,03	0,00	933,19
07	4,01	378,03	0,00	1.307,21
08	4,01	378,03	0,00	1.681,22
09	4,01	378,03	0,00	2.055,24
10	4,01	378,03	0,00	2.429,26
11	4,01	378,03	0,00	2.803,27
12	4,01	378,03	0,00	3.177,29
13	4,01	378,03	0,00	3.551,31
14	4,01	378,03	0,00	3.925,32
15	4,01	378,03	0,00	4.299,34
16	4,01	378,03	0,00	4.673,35
17	4,01	378,03	0,00	5.047,37
18	4,01	378,03	0,00	5.421,39
19	4,01	378,03	0,00	5.795,40
20	4,01	378,03	0,00	6.169,42
21	4,01	378,03	0,00	6.543,43
22	4,01	378,03	0,00	6.917,45
23	4,01	378,03	0,00	7.291,47
24	4,01	378,03	0,00	7.665,48
25	4,01	378,03	0,00	8.039,50

Fonte: Criação própria

Tabela 3.32 - Fluxo de Caixa - Tipologia 1 – São Paulo/SP

Ano	Custo [R\$]	Geração [R\$]	Amortização total [R\$]	Saldo [R\$]
00	17.034,99	0,00	1.000,00	16.034,99
01	19,47	667,86	240,00	15.146,60
02	19,47	667,86	240,00	14.258,21
03	19,47	667,86	240,00	13.369,82
04	19,47	667,86	240,00	12.481,43
05	19,47	667,86	240,00	11.593,03
06	19,47	667,86	240,00	10.704,64
07	19,47	667,86	240,00	9.816,25
08	19,47	667,86	240,00	8.927,86
09	19,47	667,86	240,00	8.039,47
10	19,47	667,86	240,00	7.151,08
11	19,47	667,86	240,00	6.262,69
12	19,47	667,86	240,00	5.374,30
13	19,47	667,86	240,00	4.485,91
14	19,47	667,86	240,00	3.597,51
15	19,47	667,86	240,00	2.709,12
16	19,47	667,86	240,00	1.820,73
17	19,47	667,86	240,00	932,34
18	19,47	667,86	240,00	43,95
19	19,47	667,86	240,00	844,44
20	19,47	667,86	0,00	1.492,83
21	19,47	667,86	0,00	2.141,22
22	19,47	667,86	0,00	2.789,61
23	19,47	667,86	0,00	3.438,00
24	19,47	667,86	0,00	4.086,40
25	19,47	667,86	0,00	4.734,79

Fonte: Criação própria

Tabela 3.33 - Fluxo de Caixa - Tipologia 2 – São Paulo/SP

Ano	Custo [R\$]	Geração [R\$]	Amortização total [R\$]	Saldo [R\$]
00	3.510,90	0,00	1.000,00	2.510,90
01	4,01	277,26	240,00	1.997,66
02	4,01	277,26	240,00	1.484,41
03	4,01	277,26	240,00	971,16
04	4,01	277,26	240,00	457,92
05	4,01	277,26	240,00	55,33
06	4,01	277,26	0,00	328,58
07	4,01	277,26	0,00	601,82
08	4,01	277,26	0,00	875,07
09	4,01	277,26	0,00	1.148,32
10	4,01	277,26	0,00	1.421,56
11	4,01	277,26	0,00	1.694,81
12	4,01	277,26	0,00	1.968,06
13	4,01	277,26	0,00	2.241,30
14	4,01	277,26	0,00	2.514,55
15	4,01	277,26	0,00	2.787,80
16	4,01	277,26	0,00	3.061,04
17	4,01	277,26	0,00	3.334,29
18	4,01	277,26	0,00	3.607,54
19	4,01	277,26	0,00	3.880,79
20	4,01	277,26	0,00	4.154,03
21	4,01	277,26	0,00	4.427,28
22	4,01	277,26	0,00	4.700,53
23	4,01	277,26	0,00	4.973,77
24	4,01	277,26	0,00	5.247,02
25	4,01	277,26	0,00	5.520,27

Fonte: Criação própria

3.7 Potencial de energia gerada nas cidades

Ao final do estudo realizamos uma análise da energia que poderia estar sendo gerada por cada uma das cidades selecionadas, considerando os empreendimentos do PMCMV. Para esta análise foi considerada que o total de UH entregues estão divididas em: 40% da tipologia 1 e 60% da tipologia 2. A Tabela 3.34 apresenta o potencial de energia que poderia estar sendo gerada anualmente pelos empreendimentos do PMCMV das cidades selecionadas.

Tabela 3.34 - Potencial de geração das cidades selecionadas no PMCMV

Cidade	Tipologia	UH	Energia gerada	Total de energia	
			anualmente por UH	kWh/ano	gerada
		Unit.			GWh/ano
Belém	1	846	837,98	709.269	0,71
	2	1.270	5.566,16	7.066.802	7,07
	Belém total	2.116	-	7.776.071	7,78
Goiânia	1	8.863	2.041,11	18.089.940	18,09
	2	13.294	13.557,73	180.239.184	180,24
	Goiânia total	22.157	-	198.329.124	198,33
Uberaba	1	3.049	2.162,78	6.593.871	6,59
	2	4.573	14.365,88	65.698.058	65,70
	Uberaba total	7.622	-	72.291.930	72,29
Porto	1	4.116	1.884,62	7.757.849	7,76
Alegre	2	6.175	12.518,28	77.295.358	77,30
	Porto Alegre total	10.291	-	85.053.207	85,05
São	1	15.095	1.651,36	24.926.953	24,93
Paulo	2	22.642	10.968,89	248.359.787	248,36
	São Paulo total	37.737	-	273.286.740	273,29
	Total 5 cidades	79.923	-	636.737.071	636,74

Fonte: Criação própria

4 Conclusão

Durante o trabalho foram analisados os diversos aspectos técnicos e aspectos de custo que devem ser considerados para a implementação de sistemas de micro-geração de energia fotovoltaica em programas habitacionais.

Das cinco cidades estudadas para a tipologia 1 (casa) todas possuem um tempo de retorno do investimento entre 12 e 24 anos, onde a estimativa da vida útil do sistema é de 25 anos, acaba tornando o projeto para esta tipologia pouco atrativa.

Em contrapartida, para a tipologia 2 (apartamento), todas as cidades possuem um tempo de retorno do investimento entre 4 e 6 anos tornando a implementação muito atrativa. Esta diferença dá-se principalmente pelo rateio do investimento entre todos os moradores do empreendimento, possível através da atualização da REN 482/2016.

No decorrer do desenvolver do item 3.3 - Área de painéis fotovoltaicos típica, conseguimos dimensionar o sistema de geração fotovoltaica que atenda, em um âmbito nacional, a geração de energia proposta. Conseguindo que esse sistema atenda o território nacional brasileiro, conseguimos desenvolver políticas para a implementação do sistema em programas habitacionais governamentais. Tendo assim a diluição do valor de investimento durante o financiamento do imóvel.

O barateamento dos sistemas fotovoltaicos no Brasil se dará quando o mercado de energia solar alcançar uma capacidade de grande escala. Caso seja implementado em programas governamentais, como o PMCMV, a questão da escala será atingida. Juntamente a isto a necessidade de investimentos em grandes centrais geradoras de energia diminuirá, observa-se este incentivo a geração solar distribuída, já poderíamos ter uma geração de 636,74 GWh/ano.

A responsabilidade da manutenção e operação pelo usuário final, assim como o vislumbre do retorno financeiro, devido ao sistema fotovoltaico, tende a diminuir o roubo e desperdício de energia.

5 Referência Bibliográfica

CANADIAN SOLAR <<http://www.canadiansolar.com>> (acessado em 10 de agosto de 2016)

CEF – CAIXA ECONÔMICA FEDERAL <http://www.caixa.gov.br/poder-publico/programas-uniao/habitacao/minha-casa-minha-vida/Paginas/default.aspx/saiba_mais.asp> (acessado em 27 de julho de 2016 às 22:40)

CLIMATEMPO <<http://www.climatempo.com.br>> (acessado em 18 de julho de 2016)

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. <<http://www.creesb.cepel.br>> (acessado em 20 de junho de 2016 às 20:53);

DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A. – Solar Energy of Thermal Processes. – John Wiley – New York

EPE – Empresa de Pesquisa Energética <<http://www.epe.gov.br>> (acessado em 31 de julho de 2016)

FRONIUS <www.fronius.com/cps/rde/xchg/fronius_brasil> (acessado em 11 de agosto de 2016)

IBGE – Instituto de Geografia e estatística <<http://www.ibge.gov.br>> (acessado em 30 de julho de 2016)

Indicadores sobre programa Minha Casa Minha Vida – Portal Brasileiro de dados abertos <<http://dados.gov.br/dataset/minha-casa-minha-vida>> (acessado em 22 de junho de 2016)

INMETRO, Características de sistemas de energia fotovoltaicos <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/sistema-fotovoltaico.asp> (acessado em 18 de julho de 2016 às 19:30)

PACHECO, C. R. F. – Conceitos Fundamentais de conversão de Energia Solar – Apostila 3 – São Paulo – 2016

PINHO, J. T. e GALDINO, M. A. – Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos – Rio de Janeiro – 2014

WORDPRESS <<http://energiasolar2012.wordpress.com/configuracao-da-distribuicao-de-energia>> (Acessado em 15 de outubro de 2016)

ZILLES, R., MACEDO, W. N., GALHARDO, M. A. B, OLIVEIRA, S. H. F. – Sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica – Oficina de textos – São Paulo -2012



Minha Casa, Minha Vida

- Sem seguro de término de obra.
- Exigência de contratação do seguro de risco de engenharia.
- Desoneração do Regime Especial de Tributação - RET pelo governo federal e dos impostos municipais e estaduais, a critério dos municípios e estados.

Especificação do empreendimento

Casas térreas ou prédios de acordo com as características, especificações e custos prédefinidos.

Com limites de até 500 unidades por módulo, ou condomínios segmentados em 250 unidades. Não incidem custos de comercialização e incorporação.

① Especificação padronizada

- Tipologia 1 - casa térrea - 35 m².
- Tipologia 2 - apartamento - 42 m².

② Especificação da Tipologia 1 (Casa térrea com 35 m²)

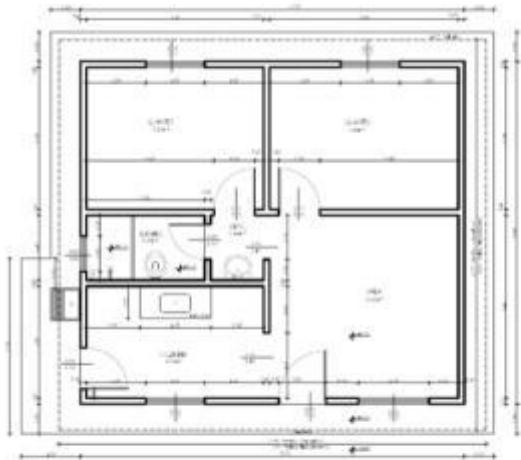
Compartimentos: sala, cozinha, banheiro, 2 dormitórios, área externa com tanque.

- Área da unidade: 35 m².
- Área interna: 32 m².
- Piso: cerâmico na cozinha e banheiro, cimentado no restante.
- Revestimento de alvenarias: azulejo 1,50m nas paredes hidráulicas e box. Reboco interno e externo com pintura PVA no restante.
- Forro: laje de concreto ou forro de madeira ou pvc.



Minha Casa, Minha Vida

- Cobertura: telha cerâmica.
- Esquadrias: janelas de ferro ou alumínio e portas de madeira.
- Dimensões dos compartimentos: compatível com mobiliário mínimo.
- Pé-direito: 2,20m na cozinha e banheiro, 2,50m no restante.
- Instalações hidráulicas: número de pontos definido, medição independente.
- Instalações elétricas: número de pontos definido, especificação mínima de materiais.
 - Aquecimento solar/térmico: instalação de kit completo.
 - Passeio: 0,50m no perímetro da construção.



Exemplo da tipologia 1 – Casa térrea

→ Minha Casa, Minha Vida

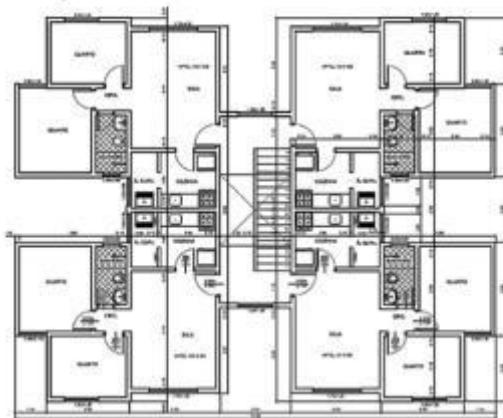
② Especificação da Tipologia 2 (Casa térrea com 42 m²)

Compartimentos: sala, cozinha, área de serviço, banheiro, 2 dormitórios.

- Prédio: 4 pavimentos, 16 apartamentos por bloco - opção: até 5 pavimentos e 20 apartamentos.
 - Área da unidade: 42m².
 - Área interna: 37 m².
 - Piso: cerâmico na cozinha e banheiro, cimentado no restante.
 - Revestimento de alvenarias: azulejo 1,50m nas paredes hidráulicas e box. Reboco interno e externo com pintura PVA no restante.
 - Forro: laje de concreto.
 - Cobertura: telha fibrocimento.
 - Esquadrias: janelas de ferro ou alumínio e portas de madeira.
 - Dimensões dos compartimentos: compatível com mobiliário mínimo.
 - Pé-direito: 2,20m na cozinha e banheiro, 2,40m no restante.
 - Instalações hidráulicas: número de pontos definido, medição independente.
 - Instalações elétricas: número de pontos definido, especificação mínima de materiais.
 - Aquecimento solar/térmico: instalação de kit completo.
 - Passeio: 0,50m no perímetro da construção.

→ Minha Casa, Minha Vida

Exemplo da tipologia 2 – Apartamento



◎ Acompanhamento da obra

- Realizado pela caixa.

◎ Medição mensal

- Medição com dia pré-determinado, com objetivo de aferir o cumprimento da etapa da obra.

◎ Desembolso:

- recurso do fundo liberado em 48 horas após solicitação.

Anexo II Tabelas do CRESESB

BELÉM/PA

Localidades próximas

Latitude: 1,455556° S

Longitude: 48,503889° O

#	Estação	Município	UF	País	Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]													
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
	Belem	Belém	PA	BRA	1,4° S	48,504444° O	6,2	4,33	4,17	4,17	4,11	4,89	5,06	5,67	6,03	5,58	5,89	5,61	5,11	5,05	1,92
	Soure	Soure	PA	BRA	0,7° S	48,523333° O	84,1	4,50	4,33	4,25	4,14	4,64	5,06	5,61	6,17	6,08	6,69	5,97	5,53	5,25	2,55
	Cameta	Cametá	PA	BRA	2,2° S	49,495833° O	138,0	4,44	4,47	5,00	4,78	5,17	5,14	5,53	6,11	5,97	5,97	5,64	5,42	5,30	1,6

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Belem - **Município:** Belém , PA – BRA - **Latitude:** 1,4° S - **Longitude:** 48,504444° O

Distância do ponto de ref.(1,455556° S; 48,503889° O):6,2 km

#	Ângulo	Inclinação		Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
				Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
	Plano Horizontal	0° N		4,33	4,17	4,17	4,11	4,89	5,06	5,67	6,03	5,58	5,89	5,61	5,11	5,05	1,92
	Ângulo igual a latitude	1° N		4,31	4,16	4,17	4,12	4,92	5,10	5,71	6,06	5,58	5,87	5,58	5,07	5,05	1,94
	Maior média anual	3° N		4,25	4,13	4,16	4,14	4,98	5,18	5,80	6,12	5,59	5,83	5,51	5,00	5,06	1,99
	Maior mínimo mensal	2° N		4,28	4,14	4,17	4,13	4,95	5,14	5,76	6,09	5,59	5,85	5,54	5,04	5,06	1,96

GOIÂNIA/GO

Localidades próximas

Latitude: 16,666667° S

Longitude: 49,25° O

#	Estação	Município	UF	País	Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
	Goiânia	Goiânia	GO	BRA	16,6° S	49,253888° O	7,4	5,28	5,03	5,06	4,81	4,67	4,44	4,86	5,28	4,89	5,22	5,17	5,33	5,00	0,89
	Goiás	Goiás	GO	BRA	15,9° S	50,140277° O	127,8	5,06	4,92	4,67	4,75	4,47	4,33	4,92	5,06	4,44	5,19	4,94	5,11	4,82	0,86
	Ipameri	Ipameri	GO	BRA	17,7° S	48,159722° O	163,3	5,25	5,56	5,44	4,50	4,19	4,61	4,72	5,06	4,75	5,42	5,08	5,25	4,99	1,37

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Goiania - **Município:** Goiânia , GO – BRA - **Latitude:** 16,6° S - **Longitude:** 49,253888° O

Distância do ponto de ref.(16,666667° S; 49,25° O):7,4 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
	Plano Horizontal	0° N	5,28	5,03	5,06	4,81	4,67	4,44	4,86	5,28	4,89	5,22	5,17	5,33	5,00	0,89
	Ângulo igual a latitude	17° N	4,87	4,82	5,11	5,21	5,42	5,35	5,80	5,93	5,07	5,08	4,82	4,86	5,20	1,11
	Maior média anual	19° N	4,80	4,78	5,10	5,23	5,49	5,43	5,89	5,98	5,07	5,05	4,76	4,79	5,20	1,22
	Maior mínimo mensal	9° N	5,10	4,96	5,13	5,06	5,11	4,96	5,41	5,67	5,02	5,19	5,02	5,11	5,14	0,72

UBERABA/MG

Localidades próximas

Latitude: 19,747778° S

Longitude: 47,931944° O

#	Estação	Município	UF	País	Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
	Uberaba	Uberaba	MG	BRA	19,7° S	47,931944° O	5,3	5,69	5,67	5,50	4,89	4,61	4,19	4,69	5,19	5,14	5,72	6,03	5,44	5,23	1,84
	Franca	Franca	SP	BRA	20,5° S	47,400833° O	100,5	5,39	5,44	5,39	4,61	4,19	4,00	4,50	4,83	4,83	5,83	5,47	5,22	4,97	1,83
	Barretos	Barretos	SP	BRA	20,5° S	48,567777° O	106,9	5,58	5,67	5,58	4,44	4,28	4,08	4,44	4,83	4,83	5,83	5,81	5,44	5,07	1,75

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Uberaba - **Município:** Uberaba , MG – **BRA** - **Latitude:** 19,7° S - **Longitude:** 47,931944° O

Distância do ponto de ref. (19,747778° S; 47,931944° O): 5,3 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
	Plano Horizontal	0° N	5,69	5,67	5,50	4,89	4,61	4,19	4,69	5,19	5,14	5,72	6,03	5,44	5,23	1,84
	Ângulo igual a latitude	20° N	5,18	5,41	5,61	5,43	5,58	5,28	5,87	6,02	5,41	5,57	5,54	4,91	5,49	1,12
	Maior média anual	21° N	5,15	5,39	5,61	5,44	5,62	5,32	5,91	6,05	5,41	5,55	5,51	4,87	5,49	1,18
	Maior mínimo mensal	15° N	5,35	5,52	5,63	5,34	5,39	5,05	5,62	5,87	5,39	5,65	5,71	5,07	5,47	0,81

PORTO ALEGRE/RS

Localidades próximas

Latitude: 30,03° S

Longitude: 51,23° O

#	Estação	Município	UF	País	Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
	<u>Porto Alegre</u>	Porto Alegre	RS	BRA	30° S	51,228104° O	3,3	5,97	5,50	4,67	3,86	2,92	2,42	2,83	3,33	4,08	5,25	6,03	6,50	4,45	4,08
	<u>Caxias do Sul</u>	Caxias do Sul	RS	BRA	29,1° S	51,179444° O	103,6	5,39	5,08	4,61	3,86	3,06	2,39	2,92	3,19	4,06	4,97	5,67	6,00	4,27	3,61
	<u>Bento Gonçalves</u>	Bento Gonçalves	RS	BRA	29,1° S	51,519166° O	107,2	5,28	5,81	4,81	4,08	3,06	2,56	2,92	3,33	4,39	5,39	6,14	6,36	4,51	3,80

Cálculo no Piano Inclinado

Estação: Porto Alegre - **Município:** Porto Alegre , RS – BRA - **Latitude:** 30° S - **Longitude:** 51,228104° O

Distância do ponto de ref.(30,03° S; 51,23° O):3,3 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
	Plano Horizontal	0° N	5,97	5,50	4,67	3,86	2,92	2,42	2,83	3,33	4,08	5,25	6,03	6,50	4,45	4,08
	Ângulo igual a latitude	30° N	5,31	5,26	4,94	4,67	3,96	3,46	4,02	4,21	4,51	5,18	5,46	5,65	4,72	2,19
	Maior média anual	24° N	5,52	5,39	4,97	4,58	3,82	3,31	3,84	4,10	4,50	5,28	5,65	5,90	4,74	2,59
	Maior mínimo mensal	50° N	4,38	4,56	4,58	4,68	4,20	3,76	4,34	4,31	4,31	4,59	4,55	4,58	4,40	0,92

SÃO PAULO/SP

Localidades próximas

Latitude: 23,55° S

Longitude: 46,64° O

#	Estação	Município	UF	País	Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]													
								Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
	<u>Sao Paulo</u>	São Paulo	SP	BRA	23,5° S	46,637421° O	5,6	4,50	5,00	4,06	3,61	3,19	2,94	3,22	3,72	3,75	4,03	5,00	4,53	3,96	2,06
	<u>Sao Bernardo do Campo</u>	São Bernardo do Campo	SP	BRA	23,7° S	46,565° O	18,4	4,89	4,81	4,69	4,03	3,44	3,06	3,53	3,53	3,83	4,53	5,17	5,06	4,21	2,11
	<u>Santos</u>	Santos	SP	BRA	23,9° S	46,333611° O	49,9	4,89	5,03	4,39	3,83	3,50	3,03	3,39	3,56	3,56	4,31	4,94	5,08	4,13	2,05

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Sao Paulo - **Município:** São Paulo , SP – BRA - **Latitude:** 23,5° S - **Longitude:** 46,637421° O

Distância do ponto de ref.(23,55° S; 46,64° O):5,6 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
	Plano Horizontal	0° N	4,50	5,00	4,06	3,61	3,19	2,94	3,22	3,72	3,75	4,03	5,00	4,53	3,96	2,06
	Ângulo igual a latitude	24° N	4,10	4,77	4,15	4,04	3,91	3,78	4,09	4,36	3,95	3,92	4,59	4,08	4,14	0,98
	Maior média anual	21° N	4,17	4,83	4,16	4,01	3,84	3,70	4,01	4,31	3,95	3,96	4,67	4,16	4,15	1,12
	Maior mínimo mensal	28° N	3,99	4,67	4,11	4,06	3,98	3,88	4,18	4,42	3,94	3,86	4,47	3,96	4,13	0,81

Anexo III Catálogo dos painéis fotovoltaicos



DOUBLE-GLASS MODULE

DYMOND CS6X-315|320|325|330P-FG

Canadian Solar's Dymond CS6X-P-FG module is a 72 cell double-glass module. By replacing the traditional polymer backsheet with heat-strengthened glass, the Dymond module has a lower annual power degradation than a traditional module and better protection against the elements, making it more reliable and durable during its lifetime.



KEY FEATURES



Up to IEC1500 V_{oc} system voltage, saving BoS costs



Minimizes micro-cracks and prevents small trails



21.5 % more energy generation



Suitable for harsh environments, such as coasts, deserts and lakes



Fire Class A and Type 3 / Type 13 certified according to IEC 61730-2 / MST 23 and UL 1703



5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

30
years

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 / MCS / CEC AU

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)

UL 1703: CSA / Take-e-way



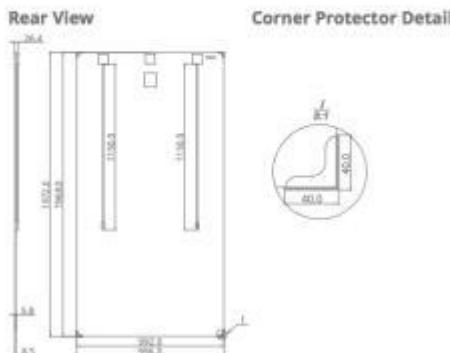
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

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 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

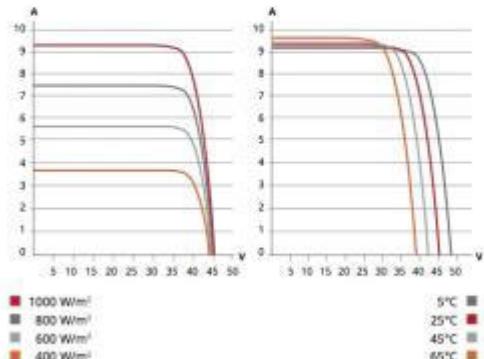
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6X-320P-FG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6X	315P-FG	320P-FG	325P-FG	330P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.14%	16.39%	16.65%	16.90%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500 (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	Type 3 / Type 13 (UL 1703) or CLASS A (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.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6X	315P-FG	320P-FG	325P-FG	330P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

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

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1968×992×5.8mm (77.5×39.1×0.23 in)
(Incl. corner protector)	without J-Box and corner protector 1972×996×8.5mm (77.6×39.2×0.33 in)
Weight	27.5 kg (60.6 lbs)
Front / Back Glass	2.5 mm heat strengthened glass
Frame	Frameless
J-Box	Split J-Box, IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL)
Cable Length	1150 mm (45.3 in), 500 mm (19.7 in) (+) and 350 mm (13.8 in) (-) is optional for portrait installation*
Connectors	H4 UTX (IEC1500 V), 05-6 (IEC1000 V)
Per Pallet	30 pieces, 900 kg (1984.1 lbs)
Per container (40' HQ)	660 pieces

* The application of this short length cable can only be used in portrait installation (clamping mounting method) systems in which the distance between modules should be less than or equal to 50 mm. In the event the distance between the PV modules to be installed is more than 50 mm, please make sure to consult our technical team for evaluation and advice.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION

Anexo IV Catálogo dos inversores de CC/CA

Fronius Brasil

<http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-29D9A0BE-93A...>

FRONIUS BRASIL



Fronius Galvo 1.5-1



O inversor à prova de futuro para sistemas pequenos de auto-consumo.



Com categorias que vão de energia 1,5-3,1 kW, o Fronius Galvo é otimizado para sistemas de auto-consumo. O relé integrado de gestão de energia permite uma maximização do auto-consumo. Uma série de outros recursos inteligentes tornam o Fronius Galvo um dos inversores mais à prova de futuro da sua classe: por exemplo, o registo de dados integrado, a simples conexão à Internet por WLAN, ou a tecnologia plug-in card para adaptação funções adicionais.

- / Adequado para todas as tecnologias de módulo devido a isolamento galvânico
- / Novo sistema articulado para instalação rápida e fácil
- / Baixo peso (16,8 kg) e tamanho compacto
- / Para interior e exterior de montagem (de alta classe de proteção IP 55)

Visão geral

DADOS DE ENTRADA Fronius Galvo 1.5-1

Potência CC máxima para $\cos\phi=1,00$ W	1.600 W
Corrente de curto circuito	13,3 A
Maxima corrente de entrada (Isc)	20,0 A
Min. tensão MPP	120 V
Min. tensão de entrada	260 V
Tensão nominal de entrada	260 V
Tensão máxima de entrada	420 V
Faixa de tensão MPP	120-335 V
Número de ligações CC	3

DADOS DE SAÍDA

Saída nominal	1.500 W
Potência de saída máx.	1.500 VA
Máx. corrente de saída	7,2 A
Conexão Grid	1-NPE 230 V
Tensão de saída min.	180 V
Tensão de saída max.	270 V
Frequência	60 Hz
Fator de distorção	45-65 Hz
Fator de potência	< 4 %

DADOS GERAIS

Dimensões (altura x largura x profundidade)	645 x 431 x 204 mm
Peso	16,8 kg
Grau de proteção	IP 55

Feedback

Categoria de sobretensão (DC / AC)	2 / 3
Consumo noturno	< 1 W
Conector retificador	Transformador de AF
Resfriamento	Refrigeração de ar controlado
Instalação	Montagem interna e externa
Faixa de temperatura ambiente	-25°C to +50°C
Umidade relativa permitida	0 % to 100 %
Tecnologia de conexão	Parafuso terminal de conexão 2,5 mm ² - 16 milímetros
Tecnologia de conexão de rede	Parafuso terminal de conexão 2,5 mm ² - 16 milímetros
Certificados e requisitos	OVE / ÓNORM E 8001-4-712, AS 4777-2, AS 4777-3, AS3100, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1-2, IEC 62116, IEC 61727, CER 06-190, CEI 0-21, EN 50438, G83, G59

EFICIÊNCIA

Eficiência	95.5 %
European efficiency (ηEU)	94.5 %
η at 5 % Pac,r*)	84.5 / 88.0 / 88.0 %
η at 10 % Pac,r*)	87.5 / 89.7 / 89.6 %
η at 20 % Pac,r*)	91.3 / 93.3 / 93.1 %
η at 25 % Pac,r*)	92.4 / 94.1 / 93.9 %
η at 30 % Pac,r*)	93.0 / 94.6 / 94.3 %
η at 50 % Pac,r*)	93.9 / 95.5 / 95.2 %
η at 75 % Pac,r*)	94.2 / 95.6 / 95.4 %
η at 100 % Pac,r)	94.0 / 95.9 / 95.6 %
MPP adaptação eficiente	> 99.9 %

DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Medição de isolamento CC	Alerta/ intercepção da luz solar (depende da configuração de cada país)
Comportamento de sobrecarga	com Riso < 500 kΩ
Disjuntor CC	Mudança do ponto de operação, limitação da produção

INTERFACES

WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web / Fronius Solar.web, Fronius Modbus TCP, JSON
6 entradas ou 4 entradas/saídas digitais	Interface com receptor de telecomando
USB (conector A)	Para entradas USB
2 X RS422 (Conector RJ45)	Fronius Solar Net, protocoloIn terface
Sinalização de gerenciamento Data Logger e Servidor Web	Gerenciamento de energia (saída de relé livre de potencial)
	Integrado

*) Umpp min / Udc,r / Umpp max.
Sujeito a modificações técnicas.

Requisitos do Equipamento**Aterramento local**

Decida no local, se você quer ou precisa para aterravar os módulos. Insira o fusível, ative o software - e o aterramento está pronto.

Para interior e exterior

Todos os equipamentos Fronius IG têm um robusto compartimento de metal bem concebido. Resistência a UV e proteção contra corrosão permite tanto o uso interno quanto externo.

Isolador CC integrado

Não há nenhuma instalação ou cabeamento adicional necessário. O máximo de conforto e segurança, conforme DIN VDE 0100-712.

O novo sistema de plug de energia

A área de conexão e as partes de potência são montadas separadamente uma da outra. Bem simples, bem seguro: Primeiro, monte a área de conexão normalmente na parede. Em seguida, conecte simplesmente a parte de potência. O plug de energia se conecta em ambas as partes em uma unidade segura. Durante o serviço, a parte de conexão permanece na parede - todos os ajustes e configurações permanecem intocados.

Documentos e Downloads

PB Relatório de Ensaio Galvo 1.5

Tecnologia**Smart Grid Ready**

Inversores Fronius estão prontos para o Smart Grid de amanhã. Os inversores são perfeitamente equipados para atender os requisitos técnicos da grade no futuro. Uma série de funções inteligentes, conhecidas como Recursos avançados de grade, são incorporados nos dispositivos. Estes incluem um número de funções de controles para

Feedback

melhor feed-in de potência real e potência efetiva. Estas funções são projetadas para permitir o funcionamento da rede estável, mesmo quando a densidade do sistema fotovoltaico for alto e para evitar interrupções indesejadas para alimentar perdas de produtividade associadas. Inversores Fronius, portanto, ajudam a garantir o rendimento de um sistema fotovoltaico.

Dados de comunicação de abertura

É fácil conectar inversores Fronius com componentes de outros fornecedores. O protocolo padrão Modbus TCP SunSpec aberto fornece uma maneira simples de estabelecer uma conexão de dados para outros sistemas. O protocolo é utilizado através da interface Ethernet existente, garantindo uma fiável comunicação.

WLAN

Simples, sistema de monitoramento de fácil utilização é muito importante para Fronius. Com a Fronius Data Manager, somos o primeiro fabricante de inversor a oferecer uma interface WLAN no próprio inversor. O inversor é conectado à internet sem cabos e concede-lhe a visão geral perfeita de como o sistema está operando PV adicional.

HF transformador de transição

Os inversores transformadores Fronius utilizam transformadores de alta frequência (HF). A instalação automática de comutação transformador produz três picos de eficiência. O resultado: um nível constante de eficiência através de toda a gama de tensão de entrada, o que resulta em rendimentos mais elevados. Outras vantagens da tecnologia transformador HF são, design leve e compacto e de segurança, como resultado do isolamento elétrico.

Sistema de Monitoramento

O recurso especial no design dos nossos dispositivos é que o compartimento de conexão é separado do compartimento do conjunto estagiário de potência. Eles são instalados separadamente. A área de ligação e de toda a sua cablagem está equipada na primeira parede. O compartimento de painel a energia é montado depois. O sistema articulado inovador torna a instalação e manutenção extremamente user-friendly. O inversor é simplesmente colocado no suporte de parede e, em seguida, fixado. Não é necessário remover todo o inversor para o serviço, apenas o andar de potência definido compartimento. Todos os cabos, ajustes e configurações permanecem no local.

Processo de placa de substituição

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.

Feedback

FRONIUS BRASIL



Fronius Primo 6.0-1



O inversor comunicativo para gerenciamento de energia otimizado



O Fronius Primo com categorias de potência 3,0-8,2 kW completa perfeitamente a família SnapInverter.

Este monofásico sem transformador é o inversor ideal para residências. Seu design inovador SuperFlex proporciona máxima flexibilidade na concepção do sistema, enquanto o sistema de montagem SnapInverter torna a instalação e manutenção mais fácil do que nunca. O pacote de comunicação padrão, inclui WLAN, gestão de energia, várias interfaces e muito mais, além disso, faz do Fronius Primo um inversor comunicativo aos usuários.

Dados Técnicos

DADOS DE ENTRADA		Fronius Primo 6.0-1
Max. corrente de entrada (Idc max1 / Idc max2)	18,0 A / 18,0 A	
Max. conjunto corrente curto-círculo (MPP1 / MPP2)	27,0 A / 27,0 A	
Min. tensão de entrada (Udc min)	80 V	
Feed-in tensão de entrada (Udc start)	80 V	
Tensão nominal de entrada (Udc,r)	710 V	
Max. tensão de entrada (Udc max)	1.000 V	
Faixa de tensão MPP (Umpp min - Umpp max)	240 - 800 V	
Número de rastreadores MPP	2	
Número de conexões CC	2 + 2	
DADOS DE SAÍDA		
Tensão nominal de saída (Pac,r)	6.000 W	
Max. potência de saída	6.000 VA	
Max. corrente de saída (Iac max)	26,1 A	
Conexão a rede (faixa de tensão)	1 – NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)	

Feedback

Frequencia	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Distorção harmônica total	< 5 %
Fator de potência (cos φac,ℓ)	0.85 - 1 ind. / cap.
DADOS GERAIS	
Dimensões (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm
Peso	21,5 kg
Grau de proteção	IP 65
Classe de proteção	1
Categoria de sobrecarga (CC/CA) ¹⁾	2 / 3
Consumo noturno	< 1 W
Design do inversor	Sem transformador
Restriamento	Refrieração de ar comprimido
Instalação	Montagem interna e externa
Faixa de temperatura ambiente	-40°C / +55°C
Umidade relativa permitida	0 - 100 %
Max. altitude	4.000 m
Tecnologia de conexão	2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC- parafusos terminais 2,5 - 16 mm ²
Tecnologia de conexão rede	3-pin CA de parafusos terminais 2,5 a 16 mm ² ²⁾
Certificados	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, A5 4777-2, AS 4777-3, G59/2, G59/3, CEI D-21
EFICIÊNCIA	
Max. eficiência	98,0 %
Eficiência Europeia (ηEU)	97,3 %
MPP adaptação eficiente	> 99,9 %
DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	
Medição de isolamento CC	Sim
Comportamento de sobrecarga	Mudança do ponto de operação, limitação da produção
Disjuntor CC	Sim
INTERFACES	
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)
6 entradas ou 4 digital in/out	Interface com receptor de telecomando
USB (A socket)	Para entradas USB
2 x RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar Net, protocolo Interface
Saída de sinal	Gerenciamento de energia (saída de relé livre de potencial)
Datalogger e Webserver	Integrado
Entrada externa	Medidor de conexão SO / Avaliação da proteção da sobretensão
RS485	Modbus RTU SunSpec ou medidor de conexão

1) Testing to IEC 62109-1.
 2) And at Umpp min / Udc,r / Umpp max
 3) Também disponível na versão leve

Feedback

Subject to modifications.

Documentos e Downloads

Certificado INMETRO

Tecnologia



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 comprimento de palco e energia é montado depois. O sistema de montagem SnapInverter torna a instalação e manutenção extremamente fácil para o próprio usuário instala-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 do estágio de potência. Todos os cabos, ajustes e configurações permanecem no local.



Interface WLAN

Simples 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 com qualquer desafio - incluindo diferentes orientações de telhado, sombreado de uma ou duas cordas ou uso de módulos residuais.



Dynamic Peak Manager

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

Inversores Fronius estão prontos para o Smart Grid de amanhã. Os inversores são perfeitamente equipados para atender os requisitos técnicos das grades no futuro. Uma série de funções inteligentes, conhecidas como Recursos avançados de grade, são incorporados nos dispositivos. Estes incluem um número de funções de controles para melhor feed-in de potência reativa e potência efetiva.

Feedback

Anexo V Energia gerada mensalmente para as tipologias 1 e 2 das cidades estudadas

Tabela Anexo V.1 - Energia gerada mensal para tipologia 1 - Belém/PA - ($N_{max} = 4$; $\eta_{SPMP} = 95,9\%$; tarifa = 0,56554 R\$/kWh)

Mês	n	HSP h	Temperatura mínima					Temperatura máxima					$E_{GFP_{mes\,médio}}$ R\$/mês		
			T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$E_{GFP_{mes}}$ R\$/ mês		
Jan	31	2,09	22	50,13	270,97	2,27	70,31	39,77	31	59,13	259,82	2,17	67,42	38,13	38,95
Fev	28	1,91	22	50,13	270,97	2,07	57,85	32,71	30	58,13	261,06	1,99	55,73	31,52	32,12
Mar	31	1,91	22	50,13	270,97	2,07	64,22	36,32	31	59,13	259,82	1,99	61,58	34,83	35,57
Abr	30	1,88	23	51,13	269,73	2,02	60,69	34,32	31	59,13	259,82	1,95	58,46	33,06	33,69
Mai	31	1,91	23	51,13	269,73	2,06	64,00	36,19	32	60,13	258,58	1,98	61,35	34,70	35,44
Jun	30	1,93	22	50,13	270,97	2,09	62,70	35,46	32	60,13	258,58	1,99	59,83	33,84	34,65
Jul	31	2,23	22	50,13	270,97	2,41	74,80	42,30	32	60,13	258,58	2,30	71,38	40,37	41,34
Ago	31	2,24	22	50,13	270,97	2,43	75,18	42,52	32	60,13	258,58	2,31	71,74	40,57	41,55
Set	30	2,26	22	50,13	270,97	2,45	73,56	41,60	32	60,13	258,58	2,34	70,20	39,70	40,65
Out	31	2,41	22	50,13	270,97	2,61	80,91	45,76	32	60,13	258,58	2,49	77,21	43,67	44,71
Nov	30	2,65	22	50,13	270,97	2,88	86,32	48,82	32	60,13	258,58	2,75	82,37	46,59	47,70
Dez	31	2,56	22	50,13	270,97	2,77	86,02	48,65	32	60,13	258,58	2,65	82,09	46,43	47,54
												Total Anual	R\$ 473,91		

Fonte: Criação própria

Tabela Anexo V.2 - Energia gerada mensal para tipologia 2 - Belém/PA - ($N_{max} = 26$; $\eta_{SPMP} = 98,0\%$; $tarifa = 0,56554 \text{ R\$/kWh}$)

Mês	n	HSP h	Temperatura mínima						Temperatura máxima						$E_{GFP_{mes_médio}}$ R\$/mês
			T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$\text{ /mês}$	T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$\text{ /mês}$	
Jan	31	2,09	22	50,13	276,90	13,91	431,13	264,14	31	59,13	265,51	13,34	413,39	253,27	258,70
Fev	28	1,91	22	50,13	276,90	12,67	354,68	217,30	30	58,13	266,77	12,20	341,71	209,35	213,33
Mar	31	1,91	22	50,13	276,90	12,70	393,79	241,26	31	59,13	265,51	12,18	377,59	231,34	236,30
Abr	30	1,88	23	51,13	275,63	12,40	372,13	227,99	31	59,13	265,51	11,95	358,46	219,62	223,80
Mai	31	1,91	23	51,13	275,63	12,66	392,39	240,40	32	60,13	264,24	12,13	376,17	230,47	235,44
Jun	30	1,93	22	50,13	276,90	12,81	384,44	235,53	32	60,13	264,24	12,23	366,86	224,77	230,15
Jul	31	2,23	22	50,13	276,90	14,79	458,63	280,99	32	60,13	264,24	14,12	437,67	268,15	274,57
Ago	31	2,24	22	50,13	276,90	14,87	460,96	282,42	32	60,13	264,24	14,19	439,89	269,51	275,96
Set	30	2,26	22	50,13	276,90	15,03	451,04	276,34	32	60,13	264,24	14,35	430,42	263,71	270,02
Out	31	2,41	22	50,13	276,90	16,00	496,11	303,95	32	60,13	264,24	15,27	473,43	290,06	297,00
Nov	30	2,65	22	50,13	276,90	17,64	529,26	324,26	32	60,13	264,24	16,84	505,07	309,44	316,85
Dez	31	2,56	22	50,13	276,90	17,01	527,45	323,15	32	60,13	264,24	16,24	503,34	308,38	315,77
													Total Anual	R\$ 3.147,89	

Fonte: Criação própria

Tabela Anexo V.3 - Energia gerada mensal para tipologia 1 - Goiânia/GO - ($N_{max} = 4$; $\eta_{SPMP} = 95,9\%$; tarifa = 0,46660 R\$/kWh)

Mês	n	HSP h	Temperatura mínima						Temperatura máxima						$E_{GFP_{mes\,médio}}$ R\$/mês
			T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$$ /mês	T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$$ /mês	
Jan	31	4,80	20	48,13	273,44	5,25	162,75	75,94	29	57,13	262,30	5,04	156,12	72,85	74,39
Fev	28	4,78	20	48,13	273,44	5,23	146,39	68,31	29	57,13	262,30	5,02	140,42	65,52	66,91
Mar	31	5,10	20	48,13	273,44	5,58	172,93	80,69	30	58,13	261,06	5,33	165,09	77,03	78,86
Abr	30	5,23	19	47,13	274,68	5,75	172,39	80,44	30	58,13	261,06	5,46	163,84	76,45	78,44
Mai	31	5,49	16	44,13	278,40	6,11	189,52	88,43	29	57,13	262,30	5,76	178,56	83,32	85,87
Jun	30	5,43	14	42,13	280,87	6,10	183,02	85,40	29	57,13	262,30	5,70	170,91	79,75	82,57
Jul	31	5,89	13	41,13	282,11	6,65	206,04	96,14	29	57,13	262,30	6,18	191,57	89,39	92,76
Ago	31	5,98	15	43,13	279,64	6,69	207,36	96,75	31	59,13	259,82	6,21	192,66	89,90	93,32
Set	30	5,07	18	46,13	275,92	5,60	167,87	78,33	32	60,13	258,58	5,24	157,32	73,41	75,87
Out	31	5,05	20	48,13	273,44	5,52	171,23	79,90	31	59,13	259,82	5,25	162,70	75,92	77,91
Nov	30	4,76	20	48,13	273,44	5,21	156,19	72,88	30	58,13	261,06	4,97	149,12	69,58	71,23
Dez	31	4,79	20	48,13	273,44	5,24	162,41	75,78	29	57,13	262,30	5,03	155,79	72,69	74,24
												Total Anual		R\$ 952,38	

Fonte: Criação própria

Tabela Anexo V.4 - Energia gerada mensal para tipologia 2 - Goiânia/GO - ($N_{max} = 26$; $\eta_{SPMP} = 98,0\%$; $tarifa = 0,46660 \text{ R\$/kWh}$)

Mês	n	HSP h	Temperatura mínima						Temperatura máxima						$E_{GFP_{mes,\text{médio}}}$ R\$/mês
			T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$/mês$	T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$/mês$	
Jan	31	4,80	20	48,13	279,43	32,19	997,91	504,42	29	57,13	268,04	30,88	957,23	483,86	494,14
Fev	28	4,78	20	48,13	279,43	32,06	897,58	453,71	29	57,13	268,04	30,75	860,99	435,22	444,46
Mar	31	5,10	20	48,13	279,43	34,20	1.060,27	535,95	30	58,13	266,77	32,65	1.012,25	511,68	523,81
Abr	30	5,23	19	47,13	280,70	35,23	1.056,99	534,29	30	58,13	266,77	33,49	1.004,57	507,79	521,04
Mai	31	5,49	16	44,13	284,49	37,48	1.162,03	587,39	29	57,13	268,04	35,32	1.094,83	553,42	570,40
Jun	30	5,43	14	42,13	287,03	37,41	1.122,15	567,23	29	57,13	268,04	34,93	1.047,93	529,71	548,47
Jul	31	5,89	13	41,13	288,29	40,75	1.263,34	638,60	29	57,13	268,04	37,89	1.174,60	593,74	616,17
Ago	31	5,98	15	43,13	285,76	41,01	1.271,38	642,66	31	59,13	265,51	38,11	1.181,28	597,12	619,89
Set	30	5,07	18	46,13	281,96	34,31	1.029,28	520,28	32	60,13	264,24	32,15	964,59	487,59	503,93
Out	31	5,05	20	48,13	279,43	33,87	1.049,88	530,70	31	59,13	265,51	32,18	997,57	504,26	517,48
Nov	30	4,76	20	48,13	279,43	31,92	957,67	484,08	30	58,13	266,77	30,48	914,29	462,16	473,12
Dez	31	4,79	20	48,13	279,43	32,12	995,83	503,37	29	57,13	268,04	30,81	955,23	482,85	493,11
												Total Anual		R\$ 6.326,04	

Fonte: Criação própria

Tabela Anexo V.5 - Energia gerada mensal para tipologia 1 - Uberaba/MG - ($N_{max} = 4$; $\eta_{SPMP} = 95,9\%$; tarifa = 0,53122 R\$/kWh)

Mês	n	HSP h	Temperatura mínima						Temperatura máxima						$E_{GFP_{mes\,médio}}$ R\$/mês
			T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$$ /mês	T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$$ /mês	
Jan	31	5,15	19	47,13	274,68	5,66	175,41	93,18	30	58,13	261,06	5,38	166,71	88,56	90,87
Fev	28	5,39	19	47,13	274,68	5,92	165,82	88,09	30	58,13	261,06	5,63	157,60	83,72	85,90
Mar	31	5,61	19	47,13	274,68	6,16	191,08	101,51	30	58,13	261,06	5,86	181,60	96,47	98,99
Abr	30	5,44	17	45,13	277,16	6,03	180,93	96,11	29	57,13	262,30	5,71	171,23	90,96	93,54
Mai	31	5,62	14	42,13	280,87	6,31	195,74	103,98	28	56,13	263,54	5,92	183,65	97,56	100,77
Jun	30	5,32	13	41,13	282,11	6,00	180,10	95,67	27	55,13	264,77	5,63	169,03	89,79	92,73
Jul	31	5,91	12	40,13	283,35	6,70	207,65	110,31	27	55,13	264,77	6,26	194,04	103,08	106,69
Ago	31	6,05	14	42,13	280,87	6,80	210,71	111,93	29	57,13	262,30	6,35	196,77	104,53	108,23
Set	30	5,41	17	45,13	277,16	6,00	179,93	95,58	31	59,13	259,82	5,62	168,67	89,60	92,59
Out	31	5,55	18	46,13	275,92	6,13	189,89	100,87	30	58,13	261,06	5,80	179,66	95,44	98,16
Nov	30	5,51	18	46,13	275,92	6,08	182,44	96,92	30	58,13	261,06	5,75	172,61	91,69	94,30
Dez	31	4,87	19	47,13	274,68	5,35	165,88	88,12	29	57,13	262,30	5,11	158,40	84,14	86,13
													Total anual	R\$ 1.148,91	

Fonte: Criação própria

Tabela Anexo V.6 - Energia gerada mensal para tipologia 2 - Uberaba/MG - ($N_{max} = 26$; $\eta_{SPMP} = 98,0\%$; tarifa = 0,56554 R\$/kWh)

Mês	n	HSP h	Temperatura mínima						Temperatura máxima						$E_{GFPmesm\acute{e}dio}$ R\$/mês
			T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	E_{GFPdia} kWh /dia	E_{GFPmes} kWh /mês	$R\$$ /mês	T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	E_{GFPdia} kWh /dia	E_{GFPmes} kWh /mês	$R\$$ /mês	
Jan	31	5,15	19	47,13	280,70	34,69	1.075,52	618,95	30	58,13	266,77	32,97	1.022,17	588,25	603,60
Fev	28	5,39	19	47,13	280,70	36,31	1.016,71	585,10	30	58,13	266,77	34,51	966,28	556,08	570,59
Mar	31	5,61	19	47,13	280,70	37,79	1.171,58	674,23	30	58,13	266,77	35,92	1.113,47	640,79	657,51
Abr	30	5,44	17	45,13	283,23	36,98	1.109,35	638,42	29	57,13	268,04	35,00	1.049,86	604,18	621,30
Mai	31	5,62	14	42,13	287,03	38,71	1.200,13	690,66	28	56,13	269,31	36,32	1.126,04	648,03	669,34
Jun	30	5,32	13	41,13	288,29	36,81	1.104,27	635,49	27	55,13	270,57	34,55	1.036,40	596,43	615,96
Jul	31	5,91	12	40,13	289,56	41,07	1.273,19	732,71	27	55,13	270,57	38,38	1.189,71	684,67	708,69
Ago	31	6,05	14	42,13	287,03	41,68	1.291,96	743,51	29	57,13	268,04	38,92	1.206,50	694,33	718,92
Set	30	5,41	17	45,13	283,23	36,77	1.103,23	634,90	31	59,13	265,51	34,47	1.034,21	595,18	615,04
Out	31	5,55	18	46,13	281,96	37,56	1.164,28	670,03	30	58,13	266,77	35,53	1.101,57	633,94	651,98
Nov	30	5,51	18	46,13	281,96	37,29	1.118,60	643,74	30	58,13	266,77	35,28	1.058,35	609,07	626,40
Dez	31	4,87	19	47,13	280,70	32,81	1.017,04	585,30	29	57,13	268,04	31,33	971,19	558,91	572,10
												Total anual	R\$ 7.631,44		

Fonte: Criação própria

Tabela Anexo V.7 - Energia gerada mensal para tipologia 1 – Porto Alegre/RS - ($N_{max} = 4$; $\eta_{SPMP} = 95,9\%$; tarifa = 0,48317 R\$/kWh)

Mês	n	HSP h	Temperatura mínima						Temperatura máxima						
			T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$$ /mês	T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$$ /mês	$E_{GFP_{mes_médio}}$ R\$/mês
Jan	31	5,52	21	49,13	272,21	6,01	186,32	90,02	30	58,13	261,06	5,76	178,69	86,34	88,18
Fev	28	5,39	21	49,13	272,21	5,87	164,32	79,40	30	58,13	261,06	5,63	157,60	76,15	77,77
Mar	31	4,97	19	47,13	274,68	5,46	169,28	81,79	28	56,13	263,54	5,24	162,41	78,47	80,13
Abr	30	4,58	16	44,13	278,40	5,10	153,01	73,93	25	53,13	267,25	4,90	146,88	70,97	72,45
Mai	31	3,82	13	41,13	282,11	4,31	133,63	64,57	22	50,13	270,97	4,14	128,35	62,02	63,29
Jun	30	3,31	11	39,13	284,59	3,77	113,04	54,62	19	47,13	274,68	3,64	109,10	52,72	53,67
Jul	31	3,84	11	39,13	284,59	4,37	135,51	65,47	20	48,13	273,44	4,20	130,20	62,91	64,19
Ago	31	4,10	12	40,13	283,35	4,65	144,06	69,60	20	48,13	273,44	4,48	139,02	67,17	68,39
Set	30	4,50	13	41,13	282,11	5,08	152,34	73,61	22	50,13	270,97	4,88	146,32	70,70	72,15
Out	31	5,28	15	43,13	279,64	5,91	183,08	88,46	24	52,13	268,49	5,67	175,79	84,93	86,70
Nov	30	5,65	17	45,13	277,16	6,26	187,91	90,79	27	55,13	264,77	5,98	179,52	86,74	88,77
Dez	31	5,90	19	47,13	274,68	6,48	200,96	97,10	29	57,13	262,30	6,19	191,90	92,72	94,91
													Total anual	R\$ 910,59	

Fonte: Criação própria

Tabela Anexo V.8 - Energia gerada mensal para tipologia 2 – Porto Alegre/RS - ($N_{max} = 26$; $\eta_{SPMP} = 98,0\%$; tarifa = 0,48317 R\$/kWh)

Mês	n	HSP h	Temperatura mínima						Temperatura máxima						$E_{GFP_{mes\,m\acute{e}d\acute{o}}\,R\$/m\acute{e}s}$
			T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$\nolimits$ /mês	T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$\nolimits$ /mês	
Jan	31	5,52	21	49,13	278,17	36,85	1.142,39	597,97	30	58,13	266,77	35,34	1.095,61	573,48	585,72
Fev	28	5,39	21	49,13	278,17	35,98	1.007,54	527,38	30	58,13	266,77	34,51	966,28	505,78	516,58
Mar	31	4,97	19	47,13	280,70	33,48	1.037,93	543,29	28	56,13	269,31	32,12	995,81	521,24	532,26
Abr	30	4,58	16	44,13	284,49	31,27	938,15	491,06	25	53,13	273,10	30,02	900,58	471,40	481,23
Mai	31	3,82	13	41,13	288,29	26,43	819,35	428,87	22	50,13	276,90	25,39	786,97	411,93	420,40
Jun	30	3,31	11	39,13	290,82	23,10	693,09	362,79	19	47,13	280,70	22,30	668,96	350,16	356,47
Jul	31	3,84	11	39,13	290,82	26,80	830,87	434,90	20	48,13	279,43	25,75	798,32	417,87	426,39
Ago	31	4,10	12	40,13	289,56	28,49	883,26	462,33	20	48,13	279,43	27,50	852,38	446,16	454,25
Set	30	4,50	13	41,13	288,29	31,14	934,06	488,92	22	50,13	276,90	29,91	897,16	469,60	479,26
Out	31	5,28	15	43,13	285,76	36,21	1.122,56	587,58	24	52,13	274,37	34,77	1.077,81	564,16	575,87
Nov	30	5,65	17	45,13	283,23	38,41	1.152,17	603,09	27	55,13	270,57	36,69	1.100,69	576,14	589,61
Dez	31	5,90	19	47,13	280,70	39,75	1.232,15	644,95	29	57,13	268,04	37,95	1.176,59	615,87	630,41
												Total anual	R\$ 6.048,46		

Fonte: Criação própria

Tabela Anexo V.9 - Energia gerada mensal para tipologia 1 – São Paulo/SP - ($N_{max} = 4$; $\eta_{SPMP} = 95,9\%$; tarifa = 0,40443 R\$/kWh)

Mês	n	HSP h	Temperatura mínima						Temperatura máxima					
			T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$E_{GFP_{mes}}$ R\$/mês	
Jan	31	4,17	19	47,13	274,68	4,58	142,03	57,44	27	55,13	264,77	4,42	136,91	55,37
Fev	28	4,83	19	47,13	274,68	5,31	148,59	60,10	28	56,13	263,54	5,09	142,56	57,66
Mar	31	4,16	18	46,13	275,92	4,59	142,33	57,56	27	55,13	264,77	4,41	136,58	55,24
Abr	30	4,01	16	44,13	278,40	4,47	133,97	54,18	25	53,13	267,25	4,29	128,60	52,01
Mai	31	3,84	14	42,13	280,87	4,31	133,74	54,09	23	51,13	269,73	4,14	128,43	51,94
Jun	30	3,70	12	40,13	283,35	4,19	125,81	50,88	22	50,13	270,97	4,01	120,31	48,66
Jul	31	4,01	12	40,13	283,35	4,54	140,89	56,98	22	50,13	270,97	4,35	134,74	54,49
Ago	31	4,31	13	41,13	282,11	4,86	150,77	60,98	23	51,13	269,73	4,65	144,15	58,30
Set	30	3,95	14	42,13	280,87	4,44	133,13	53,84	25	53,13	267,25	4,22	126,68	51,23
Out	31	3,96	15	43,13	279,64	4,43	137,31	55,53	25	53,13	267,25	4,23	131,23	53,07
Nov	30	4,67	17	45,13	277,16	5,18	155,32	62,82	26	54,13	266,01	4,97	149,07	60,29
Dez	31	4,16	18	46,13	275,92	4,59	142,33	57,56	26	54,13	266,01	4,43	137,22	55,50
													Total anual	R\$ 667,86

Fonte: Criação própria

Tabela Anexo V.10 - Energia gerada mensal para tipologia 2 – São Paulo/SP - ($N_{max} = 26$; $\eta_{SPMP} = 98,0\%$; $tarifa = 0,40443 R\$/kWh$)

Mês	n	HSP h	Temperatura mínima					Temperatura máxima					$E_{GFP_{mes\,médio}}$ R\$/mês		
			T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$/mês$	T_A °C	T_c °C	P_{PF} W	$E_{GFP_{dia}}$ kWh /dia	$E_{GFP_{mes}}$ kWh /mês	$R\$/mês$	
Jan	31	4,17	19	47,13	280,70	28,09	870,86	381,55	27	55,13	270,57	27,08	839,44	367,79	374,67
Fev	28	4,83	19	47,13	280,70	32,54	911,08	399,17	28	56,13	269,31	31,22	874,10	382,97	391,07
Mar	31	4,16	18	46,13	281,96	28,15	872,69	382,35	27	55,13	270,57	27,01	837,43	366,91	374,63
Abr	30	4,01	16	44,13	284,49	27,38	821,39	359,88	25	53,13	273,10	26,28	788,50	345,47	352,67
Mai	31	3,84	14	42,13	287,03	26,45	820,02	359,28	23	51,13	275,63	25,40	787,48	345,02	352,15
Jun	30	3,70	12	40,13	289,56	25,71	771,38	337,97	22	50,13	276,90	24,59	737,66	323,19	330,58
Jul	31	4,01	12	40,13	289,56	27,87	863,88	378,49	22	50,13	276,90	26,65	826,11	361,95	370,22
Ago	31	4,31	13	41,13	288,29	29,82	924,45	405,03	23	51,13	275,63	28,51	883,86	387,25	396,14
Set	30	3,95	14	42,13	287,03	27,21	816,30	357,65	25	53,13	273,10	25,89	776,71	340,30	348,97
Out	31	3,96	15	43,13	285,76	27,16	841,92	368,87	25	53,13	273,10	25,96	804,63	352,53	360,70
Nov	30	4,67	17	45,13	283,23	31,74	952,33	417,25	26	54,13	271,84	30,47	914,03	400,46	408,85
Dez	31	4,16	18	46,13	281,96	28,15	872,69	382,35	26	54,13	271,84	27,14	841,35	368,62	375,49
												Total anual	R\$ 4.436,15		

Fonte: Criação própria