

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROJETO DE GRADUAÇÃO**



**BERNARDO BRUNETTI LAMBERT**

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE  
UM SISTEMA DE MICRO-GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

VITÓRIA – ES  
MARÇO/2017

BERNARDO BRUNETTI LAMBERT

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA  
DE MICRO-GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Bernardo Brunetti Lambert**, apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo como requisito para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Oureste Elias Batista

VITÓRIA – ES  
MARÇO/2017

## **RESUMO**

Este trabalho visa realizar o estudo de viabilidade técnica e econômica, da implantação de um sistema conectado à rede de micro geração de eletricidade através de painéis fotovoltaicos, com o objetivo de reduzir consideravelmente o valor mensal a ser pago pelo consumo de energia. O sistema seria implantado em uma unidade residencial com consumo médio de 450 kWh situada no município de Colatina, Espírito Santo. O projeto contemplará a especificação e configuração dos painéis fotovoltaicos e do inversor de frequência utilizado, assim como dispositivos de proteção, o projeto executivo da instalação elétrica, e uma análise econômica da implantação do sistema.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa Solarimétrico.....	11
Figura 2: Média Anual da Radiação Solar no Brasil.....	12
Figura 3: Ilustração do Efeito Fotovoltaico.....	14
Figura 4: Curva IxVxP de uma célula fotovoltaica.....	15
Figura 5: Comportamento de uma célula fotovoltaica em função da irradiância solar.....	17
Figura 6: Comportamento de uma célula fotovoltaica em função da temperatura.....	18
Figura 7: Ligação elétrica da associação em série de células fotovoltaicas.....	19
Figura 8: IxV para associação em série.....	19
Figura 9: Ligação elétrica para associação em paralelo de células fotovoltaicas.....	20
Figura 10: IxV para associação em paralelo.....	21
Figura 11: Sistema autônomo.....	27
Figura 12: Sistema Híbrido.....	28
Figura 13: Sistema conectado à rede.....	29
Figura 14: Número de conexões acumuladas no Brasil.....	30
Figura 15: Número de conexões acumuladas no Brasil com dados atualizados.....	30
Figura 16: Posição do Sol para hemisfério Sul.....	32
Figura 17: Potencia de saída de inversores com diferentes FDI's.....	37
Figura 18: Eficiência de um inversor genérico em função do carregamento.....	38
Figura 19: Instalação de diodo by-pass.....	41
Figura 20: Instalação de diodo de bloqueio.....	42
Figura 21: Instalação de fusível de fileira.....	43
Figura 22: Relação entre VPL e TIR.....	47
Figura 23: Localização da unidade consumidora.....	49
Figura 24: Curva de eficiência do Fronius Galvo 3.0-1.....	53

Figura 25: Esquema elétrico do diodo 16A8C . .....	56
Figura 26: Evolução do preço da tarifa cobrada pela ELFSM. ....	58

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Eficiência de diferentes tipos de células fotovoltaicas. ....	17
Tabela 2: Requisitos técnicos mínimos PRODIST.....	25
Tabela 3: Potência de eletrodomésticos típicos. ....	34
Tabela 4: Dados de irradiância do website do CRESESB.....	50
Tabela 5: Irradiância para coordenada mais próxima da unidade consumidora.....	50
Tabela 6: Fluxo de caixa do projeto para Caso A.....	59
Tabela 7: Fluxo de caixa do projeto para Caso B.....	59
Tabela 8: Comparação entre investimentos.....	62

## INDICE

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	9
1.1 - Motivação .....	9
1.2 - Objetivo .....	10
1.3 - Organização do Trabalho.....	10
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	11
2.1 - Radiação Solar .....	11
2.2 - O Efeito Fotovoltaico .....	13
2.3 - A Célula Fotovoltaica.....	14
2.3.1 - Características Técnicas da Célula Fotovoltaica .....	14
2.3.2 - Associação de Células Fotovoltaicas .....	18
2.4 - O Inversor de Frequência .....	21
2.5 - Conceitos e Regulamentações da Geração Distribuída .....	22
2.5.1 - A Resolução Normativa 482/2012. ....	23
2.5.2 - Secção 3.7 do módulo 3 PRODIST .....	24
2.5.3 - Tributação dos Sistemas Distribuídos .....	26
2.5.4 - Configurações dos Sistemas Distribuídos .....	27
2.5.5 - Evolução da Geração Distribuída no Brasil .....	29
<b>3 ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA</b> .....	32
3.1 - Definição da Unidade Consumidora .....	32
3.2 - Levantamento do Consumo de Energia Elétrica na Unidade .....	33
3.3 - Especificação das Placas Fotovoltaicas e Inversor de Frequência .....	34
3.3.1 - Dimensionamento da Potência do Gerador .....	34
3.3.2 - Escolha do Módulo Fotovoltaico .....	35
3.3.3 - Escolha do Inversor de Frequência .....	36
3.3.4 - Associação dos Módulos .....	38

3.4 - Especificação dos Dispositivos de Segurança.....	40
3.4.1 - Diodo By-Pass.....	40
3.4.2 - Diodo de Bloqueio.....	41
3.4.3 - Fusíveis de Proteção de Fileira.....	42
3.4.4 - Outras Proteções e Dimensionamentos .....	43
3.5 - Conceitos de Viabilidade Econômica.....	45
3.5.1 - Valor Presente Líquido.....	45
3.5.2 - Taxa Interna de Retorno .....	46
3.5.3 - Payback .....	47
<b>4 ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>49</b>
4.1 - Dimensionamento e Especificações Técnicas de Engenharia.....	49
4.1.1 - A Unidade Consumidora.....	49
4.1.2 - Levantamento da Incidência Solar e Consumo de Energia.....	50
4.1.3 - Especificação dos Módulos Fotovoltaicos e Inversor de Frequência.....	51
4.1.4 - Dispositivos de Segurança e Condutores Adotados.....	55
4.2 - Estudo de Viabilidade Econômica.....	57
4.2.1 - Cálculo do VPL.....	59
4.2.2 - Cálculo da TIR .....	60
4.2.3 - Cálculo do Tempo de Retorno.....	60
4.2.4 - Comparação Entre Investimentos.....	61
<b>5 CONCLUSÃO .....</b>	<b>63</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>65</b>
<b>ANEXO I – FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>68</b>
<b>ANEXO II – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR .....</b>	<b>70</b>
<b>ANEXO III – DIAGRAMA UNIFILAR.....</b>	<b>72</b>



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 - Motivação

A produção de energia elétrica em grande escala transformou a vida de milhões de pessoas ao longo dos últimos dois séculos, elevando seu padrão de vida drasticamente, e ainda hoje o contínuo aumento na produção de energia é um requisito básico para o desenvolvimento das nações.

Apesar da grande importância, o processo de geração de eletricidade é hoje um dos grandes poluidores do planeta, com destaque para a queima de combustíveis fósseis, portanto, o desafio atual não é só gerar mais, mas também agredir menos o ambiente, e as fontes renováveis podem desempenhar um importante papel na mudança deste panorama, através delas é possível continuar atendendo a crescente demanda por eletricidade e ao mesmo tempo diminuir a emissão de poluentes.

A energia solar se destaca entre as energias renováveis, pois é uma fonte poluente apenas no processo de fabricação dos módulos, é inesgotável, é de fácil instalação, e pode ser gerada em praticamente qualquer lugar da superfície do planeta, já sendo largamente utilizada em países da Europa e EUA. As aplicações da energia solar são as mais variadas, desde pequenas cargas, como sensores, luminárias, bombas de água, até enormes parques de geração. Destaca-se a geração isolada, feita em lugares remotos onde as redes públicas de energia não chegam, e principalmente a geração distribuída, modalidade de geração regulamentada pela resolução normativa ANEEL nº 482/2012 (e sua atualização nº 687/2015) que consiste em gerar a energia em localidade bem próxima a unidade consumidora, evitando as perdas de transmissão e distribuição.

O cenário atual para a energia solar é de crescimento acelerado, a capacidade total instalada no mundo no fim do ano de 2015 foi de 229 GW, em 2010 esse valor era apenas 41 GW, aumento de mais de 450% em 5 anos [1]. Hoje existem estimativas de que no ano de 2040, 15% de toda a energia gerada no mundo será proveniente de painéis fotovoltaicos [2]. O Brasil se destaca especialmente por causa de sua localização, possuindo alto potencial para produção ao longo dos doze meses do ano, potencial este maior do que a maioria dos países da Europa, onde a energia solar já se mostra completamente viável.

## **1.2- Objetivo**

O objetivo deste trabalho é mostrar o processo de confecção de um projeto para instalação de um sistema residencial de geração fotovoltaica, assim como a fazer uma análise econômica do mesmo. O sistema será conectado à rede de energia elétrica, se enquadrando como micro geração, e fará o uso de painéis fotovoltaicos.

A unidade consumidora escolhida fica localizada no município de Colatina, ES, porém a metodologia aplicada é válida para qualquer sistema fotovoltaico enquadrado como micro geração. É esperado que uma vez o sistema instalado, os gastos financeiros com o consumo de energia elétrica sejam reduzidos drasticamente, sendo pago apenas a taxa mínima, e irá também, proteger o consumidor de possíveis aumentos nas tarifas energéticas por um período aproximado de 25 anos.

## **1.3 - Organização do Trabalho**

O trabalho foi organizado em 5 capítulos, o primeiro e já apresentado é a introdução, que contempla a motivação e objetivo do projeto.

O segundo é a fundamentação teórica, onde é apresentado conceitos como radiação solar, efeito fotovoltaico, características sobre as células fotovoltaicas, e regulamentações sobre sistemas distribuídos, todos conceitos necessários para o entendimento do restante do trabalho.

O terceiro capítulo abrange o dimensionamento completo de um sistema fotovoltaico residencial, mostrando passo a passo os procedimentos e condições necessárias para o perfeito funcionamento deste. É mostrado também conceitos de análise econômica.

O quarto capítulo é um estudo de caso, aplicando os procedimentos mostrados no capítulo anterior em uma unidade consumidora.

O quinto e último capítulo, é a conclusão, uma análise final quanto aos resultados do trabalho.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 - Radiação Solar

O sol é basicamente uma enorme esfera de gás incandescente, em cujo o núcleo acontece a geração e energia através de reações termonucleares [3].

A intensidade da radiação solar depende da posição da Terra em relação ao Sol, portanto é um valor que varia, entre  $1325 \text{ W/m}^2$  e  $1412 \text{ W/m}^2$ , a média diária anual desses valores é chamada de “constante solar”  $E_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ . Considerando as dimensões do planeta Terra, estima-se que o Sol fornece no topo da atmosfera 174 mil terawatts, sendo 54% deste valor incidente na superfície do planeta [3].

Existem diferentes estudos que visam obter dados sobre a incidência solar no Brasil. Um dos primeiros a medir a capacidade solar foi realizado pela Universidade Federal de Pernambuco em convenio com o CEPEL, nomeado de “Atlas Solarimétrico do Brasil”, lançado no ano de 2000. A Figura 1 abaixo mostra o resultado deste estudo para a incidência solar média anual no país.

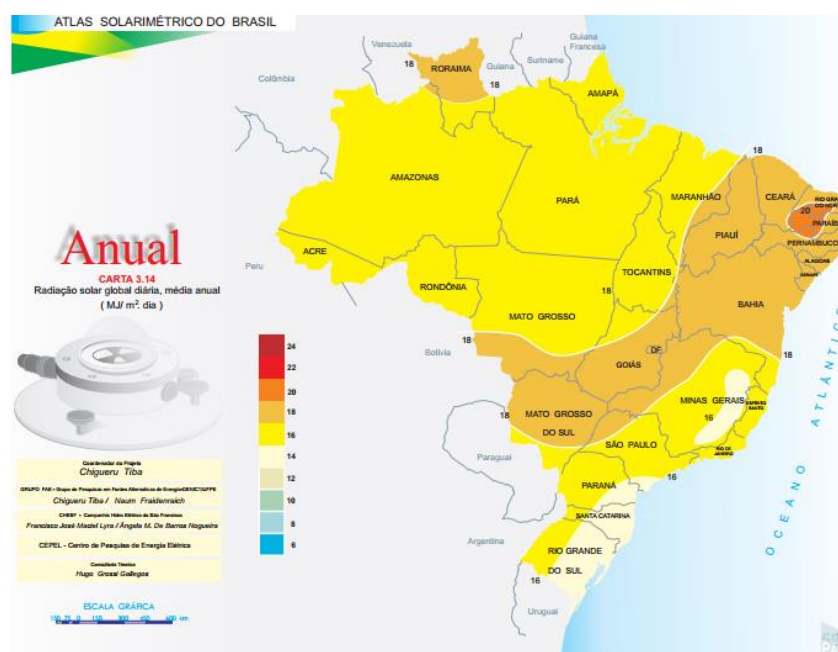


Figura 1: Mapa Solarimétrico [4].

Outro importante estudo, foi lançado pelo Projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), projeto de escala global gerido pela United Nations Environment Programme (UNEP) com vários parceiros ao redor do mundo, no Brasil a parceria foi feita com o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), que lançou em 2006 o “Atlas Brasileiro de Energia Solar”[5], com resultado mostrado na Figura 2.

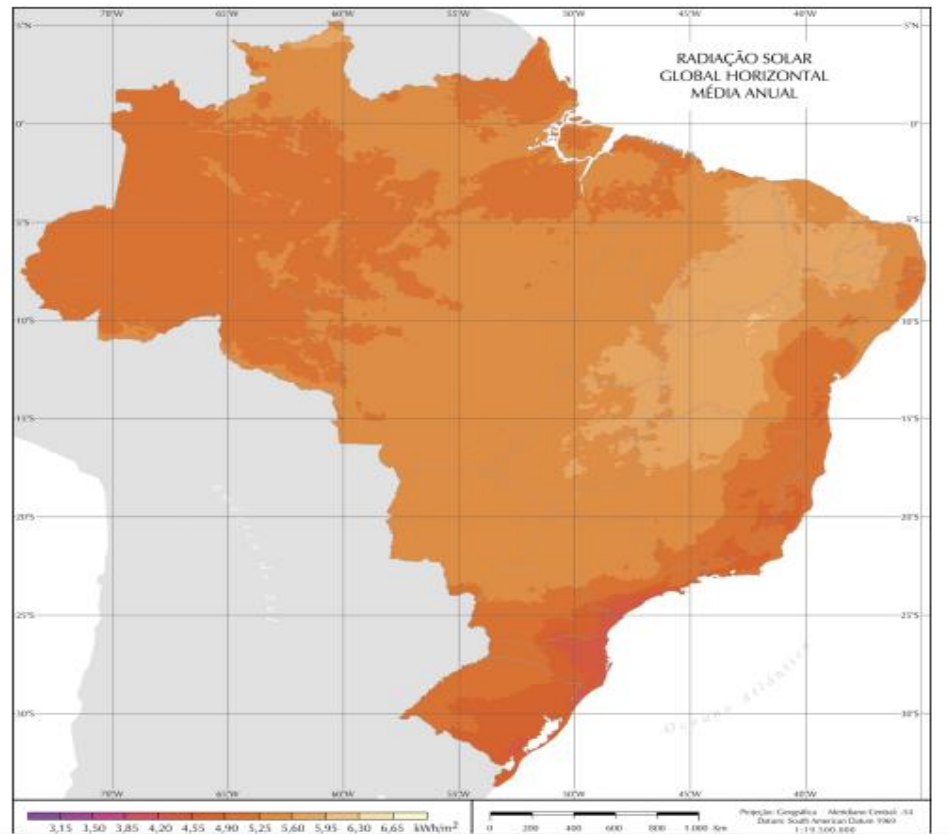


Figura 2: Média Anual da Radiação Solar no Brasil [5].

Ambos os estudos mostram que a maior incidência solar está no nordeste do país, se destacando também o centro oeste, e sendo o Sul a região com a menor média anual. O estudo feito pelo projeto SWERA mostra que o local de maior incidência fica na Bahia, bem próxima à fronteira do Piauí, registrando média diária de 6,5 kWh/m<sup>2</sup>, já a menor fica no litoral de Santa Catarina, com 4,5 kWh/m<sup>2</sup>. A incidência média total ao longo do ano em qualquer região fica entre 1500 e 2500 kWh/m<sup>2</sup>, muito superior ao de países da Europa como Alemanha (900-1250 kWh/m<sup>2</sup>), França (900-1650 kWh/m<sup>2</sup>) e Espanha (1200-1850 kWh/m<sup>2</sup>), o que mostra mais uma vez a enorme capacidade solar do Brasil.

## 2.2 - O Efeito Fotovoltaico

O funcionamento do módulo solar só é possível devido ao efeito fotovoltaico, efeito que se realiza em materiais semicondutores, que se caracterizam por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução sem elétrons quando na temperatura de zero absoluto (0 K), porém com temperaturas superiores ao zero absoluto, sempre vai existir alguns elétrons na banda de condução e buracos na banda de valência [3]. O semicondutor mais comum é o silício, elemento que forma uma rede cristalina com 4 elétrons ligados aos elétrons dos átomos vizinhos. A célula fotovoltaica é basicamente feita deste material, dividida em duas camadas, a primeira delas, chamada de camada  $n$ , é silício dopado com Fósforo, elemento que tem 5 elétrons de ligação, portanto um elétron em excesso que tem uma ligação fraca com o átomo, pois esse elétron está num nível de energia pouco abaixo da banda de condução. A segunda é dopada com Boro, elemento com 3 elétrons de ligação, conseqüentemente um elétron em falta, e com pouca energia um elétron de um átomo vizinho pode se deslocar para esta posição, esta camada é dita camada dopante  $p$ .

Quando as duas camadas são conectadas é criada a junção  $pn$ , e como na temperatura ambiente existe energia térmica suficiente para que quase todos elétrons excedentes do Fósforo estejam livres, estes elétrons irão trafegar para a camada  $p$ , dando origem a uma região com cargas positivas. Os elétrons que saíram da camada  $n$  para a  $p$ , encontram as lacunas, criando uma região com cargas negativas. A combinação dos elétrons e buracos cria um campo elétrico que funciona como uma barreira, tornando mais difícil a passagem de elétrons entre camadas, resultando em um campo fixo que impede definitivamente o tráfego de elétrons da camada  $n$  para  $p$  [6].

Quando fótons com energia maior que a energia da banda proibida, colidem com a célula e são absorvidos, são liberados elétrons que se dentro da influência do campo elétrico irão trafegar da camada  $p$  para a  $n$ . Como esses elétrons não podem voltar para a camada  $p$ , devido ao campo, um desequilíbrio é formado gerando assim diferença de potencial elétrico. Ao ligar as duas camadas através de contatos metálicos, elétrons irão fluir da camada  $n$  para a  $p$  com a intenção de neutralizar esse desequilíbrio, gerando assim uma corrente elétrica, que irá fluir enquanto tiver incidência de luz na célula fotovoltaica. O processo é ilustrado na Figura 3.

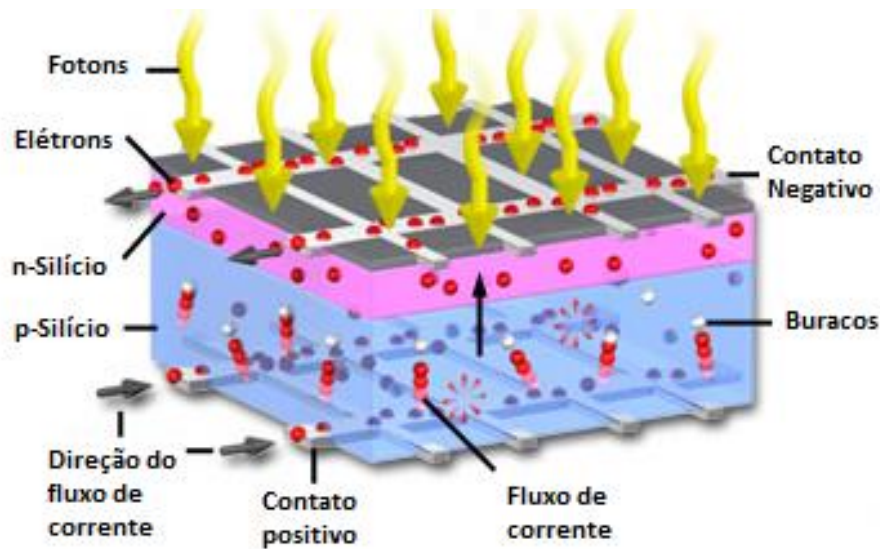


Figura 3: Ilustração do Efeito Fotovoltaico. [6]

## 2.3 - A Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica, é o elemento básico de um sistema fotovoltaico, é nela que se dá a conversão da energia irradiada pelo Sol em energia elétrica. São pequenas, na ordem de centímetros, e geram uma quantidade pequena de eletricidade, porém quando agrupadas podem gerar quantidades expressivas. Existem diversas tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas, as dominantes no mercado hoje são a de silício cristalino (monocristalino e policristalino), e as de filmes finos.

### 2.3.1 - Características Técnicas da Célula Fotovoltaica

A corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica é descrita a partir da Equação 2.1, esta deriva da equação de Shockley, que descreve o comportamento de um diodo ideal.

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q(V+IR_S)}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V+IR_S}{R_P} \quad (2.1)$$

Onde:

- $I_L$  - Corrente fotogerada (A);
- $I_o$  - Corrente de saturação reversa do diodo (A);
- $n$  - Fator de idealidade do diodo;
- $q$  - Carga do Elétron ( $1,6 \times 10^{-19}$  C);
- $k$  - Constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$  J/K);
- $T$  - Temperatura Absoluta (K);
- $R_s$  - Resistência em Série;
- $R_p$  - Resistência em Paralelo.

A Figura 4 mostra a curva  $I \times V \times P$ , nela é possível ver o comportamento da corrente e potência elétrica em função da tensão.

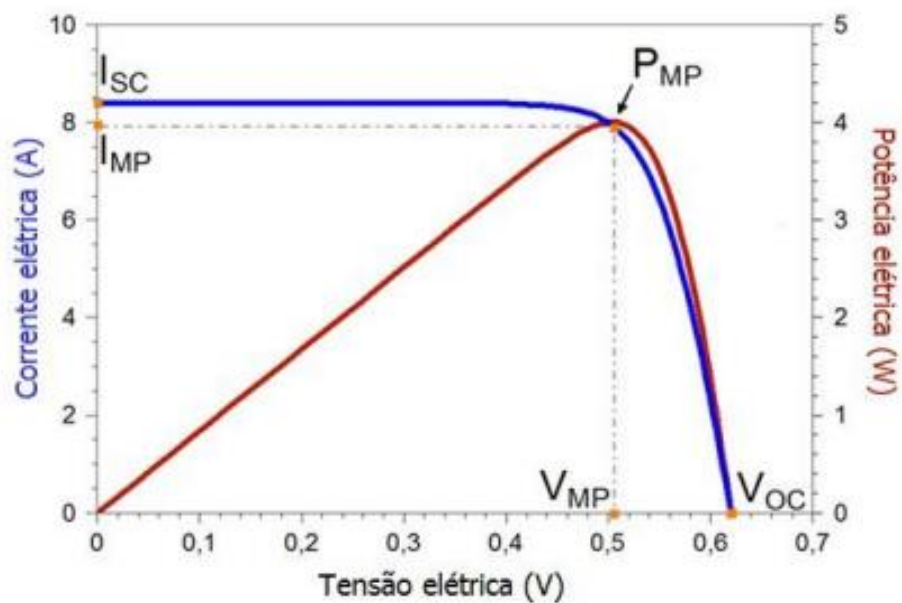


Figura 4: Curva  $I \times V \times P$  de uma célula fotovoltaica [3].

Na Figura 4,  $V_{OC}$  é a tensão de circuito aberto, esta representa o valor máximo que pode ser gerado de diferença de potencial elétrica nos terminais da célula. O valor só é atingido quando não há circulação de corrente e depende do material de construção da célula fotovoltaica.

$I_{SC}$  é a corrente de curto circuito, corrente máxima que pode ser gerada na célula fotovoltaica, ela ocorre quando há ausência de tensão elétrica nos terminais, e é determinada por fatores como irradiância solar, elemento de fabricação e área da célula.

$P_{MP}$  é a potência máxima da célula, e  $I_{MP}$  e  $V_{MP}$  são respectivamente a corrente e tensão elétrica para este ponto de potência máxima.

O fator de forma (FF) é o quociente entre a potência máxima da célula e o produto da corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto, e seu valor depende do material utilizado, e da qualidade de fabricação da célula fotovoltaica. Quanto mais próximo de 1 é o FF, mais próxima de um retângulo a curva IxV será, e conseqüentemente maior a potência máxima que o módulo será capaz de produzir. Módulos de baixa qualidade, tem um baixo fator de forma, isso significa que a curva IxV será mais próxima de uma reta com declividade negativa, e a potência entregue será menor.

$$FF = \frac{V_{MP}I_{MP}}{V_{OC}I_{SC}} \quad (2.2)$$

Outro atributo importante é a eficiência de uma célula fotovoltaica, ela mede a proporção de energia elétrica que foi convertida a partir da energia solar, sendo representada pela Equação 2.3 abaixo:

$$\eta = \frac{I_{SC}.V_{OC}.FF}{A.G} . 100\% = \frac{P_{MP}}{A.G} . 100\% \quad (2.3)$$

Onde A é a área (m<sup>2</sup>) da célula, e G (W/m<sup>2</sup>) é a irradiância solar.

A Tabela 1 mostra os valores de eficiência registrados em laboratório de acordo com o material de fabricação. Estes valores só são alcançados em condições ideais de testes.



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

Tabela 1: Eficiência de diferentes tipos de células fotovoltaicas [3].

As células fotovoltaicas são fortemente influenciadas por dois fatores, a irradiância solar, e a temperatura. A irradiância solar é necessária para a geração de energia, e quanto maior ela, maior será a produção, sua influência é muito maior na corrente elétrica do que na tensão, como mostrado na Figura 5.

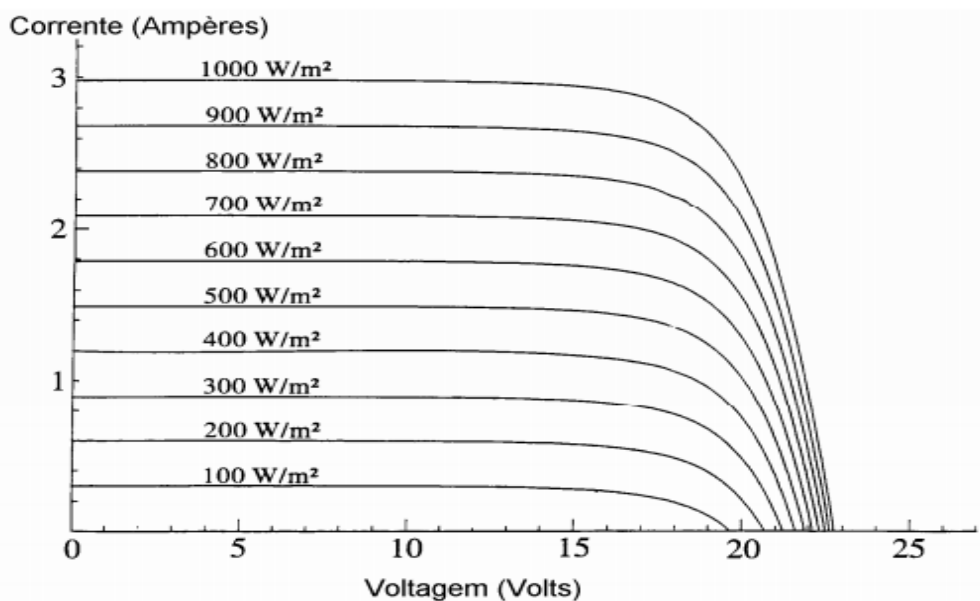


Figura 5: Comportamento de uma célula fotovoltaica em função da irradiância solar [7].

Um fator indesejado para o sistema fotovoltaico, é alta temperatura de operação, como já dito, o que gera a eletricidade em um painel fotovoltaico, é a irradiância solar, e não o calor que vem com ela, portanto, altas temperaturas, diminuem muito a potência entregue pelo gerador. A imagem abaixo, mostra a curva IxV para diferentes valores de temperatura, fica claro que a tensão diminui com o aumento da temperatura, já a corrente se mantém quase constante, com um pequeno aumento. A Figura 6 mostra o comportamento de uma célula fotovoltaica em função de sua temperatura.

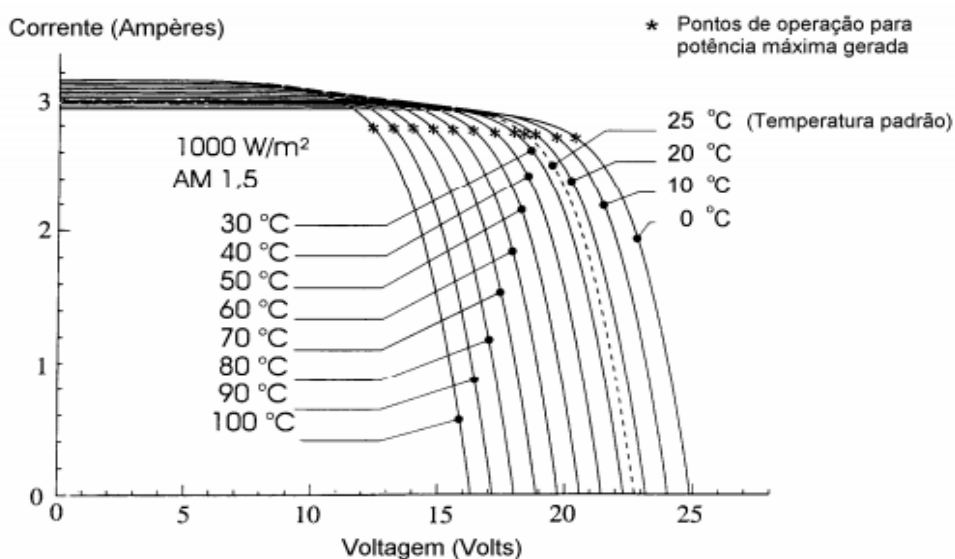


Figura 6: Comportamento de uma célula fotovoltaica em função da temperatura [7].

### 2.3.2 - Associação de Células Fotovoltaicas

É possível realizar associações de células fotovoltaicas, em série e paralelo, deste modo os valores de tensão e corrente elétrica resultantes são determinados, valores estes que precisam se enquadrar dentro das especificações do projeto.

A associação em série é feita ligando o terminal positivo de uma célula no terminal negativo de outra, a tensão resultante será o somatório das tensões individuais de cada célula e a corrente da fileira será a corrente individual da célula. A Figura 7 mostra o esquemático de ligação entre duas células em série e as Equações 2.4 e 2.5 mostram respectivamente a tensão e corrente resultantes:

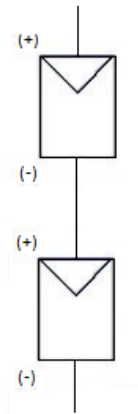


Figura 7: Ligação elétrica da associação em série de células fotovoltaicas.

$$V_r = \sum_i^n V_i \quad (2.4)$$

$$I_r = I_i = I_{i+1} = I_{i+2} = \dots = I_{n-1} = I_n \quad (2.5)$$

A Figura 8 mostra a corrente elétrica em função da tensão para duas células postas em série.

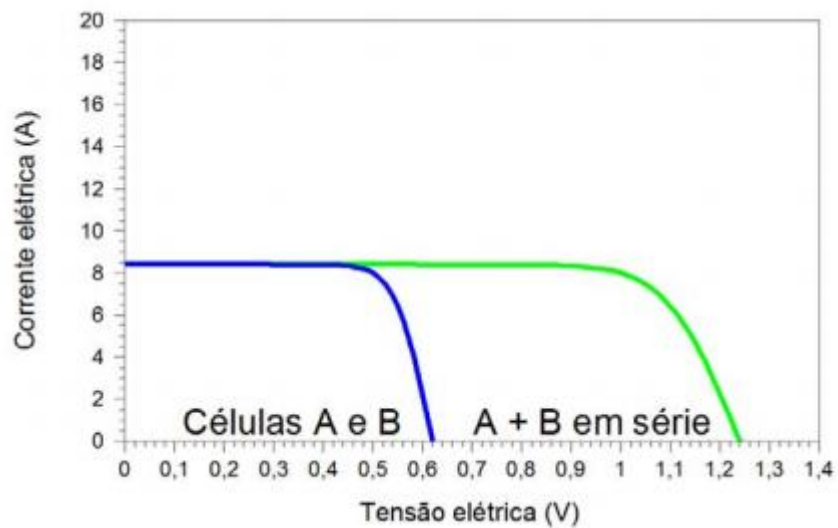


Figura 8:  $I \times V$  para associação em série [3].

A associação em paralelo é feita ligando os terminais positivos das células entre si, assim como os terminais negativos, neste caso, a tensão resultante será a tensão individual das células, e a corrente será o somatório de cada uma delas, como mostrado na Figura 9 e Equações 2.6 e 2.7:

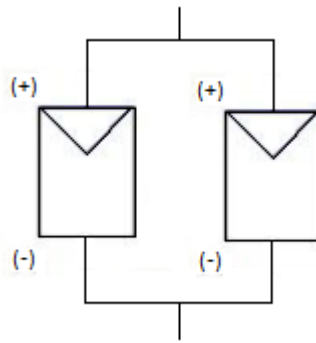


Figura 9: Ligação elétrica para associação em paralelo de células fotovoltaicas.

$$V_r = V_i = V_{i+1} = V_{i+2} = \dots = V_{n-1} = V_n \quad (2.6)$$

$$I_r = \sum_i^n I_i \quad (2.7)$$

A Figura 10 mostra a corrente elétrica em função da tensão para duas células postas em paralelo.

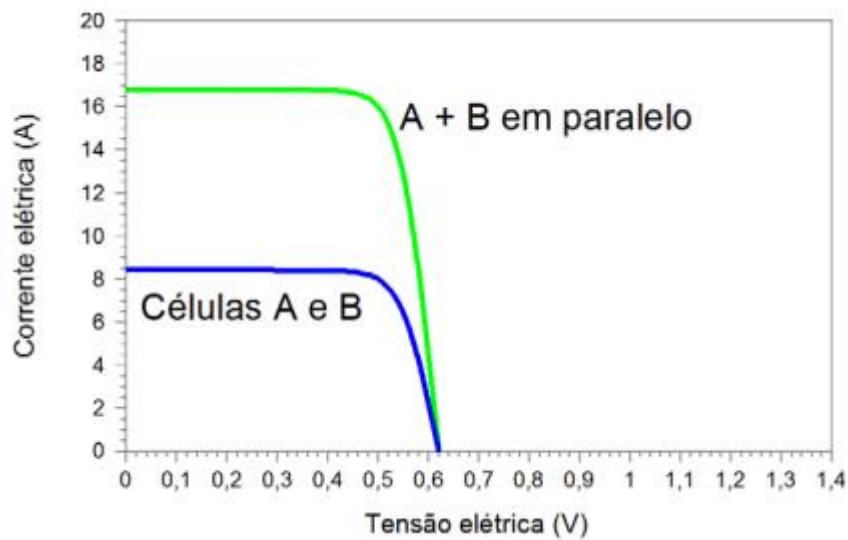


Figura 10: IxV para associação em paralelo [3].

## 2.4 - O Inversor de Frequência

O inversor é um equipamento essencial para o funcionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede, ele tem como função converter a corrente contínua (CC) gerada pelo painel, em corrente alternada (CA).

O inversor sempre deve ser construído para dissipar a menor quantidade possível de energia, atualmente os de melhor qualidade possuem uma eficiência em torno de 95%. Existem diferentes tipos de inversores, o mais barato deles é o de onda quadrada, que só serve para aplicações simples. O de onda senoidal modificada, gera uma onda com forma entre quadrada e senoidal, e atende a maioria das aplicações, com a vantagem de ser de baixo custo. Por último existe o inversor de onda senoidal pura, este cria uma onda com baixíssima distorção harmônica. Existem modelos que utilizam transformadores, estes têm a vantagem de isolar o circuito CC do circuito CA, o que traz maior segurança, porém aumentam as perdas.

Inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos são também classificados de acordo com a configuração do sistema. O Grid-Tie é para sistemas conectados à rede elétrica, e o Grid-off, para sistemas isolados da rede. O Grid-Tie precisa seguir as normas da concessionária local, portanto a tensão elétrica alternada criada por ele deve ter as mesmas características que a tensão da energia fornecida pela concessionária, já o Grid-off não precisa seguir estas características, e deve ser escolhido apenas de acordo com o equipamento que ele irá alimentar.

Uma função muito importante do inversor em sistemas fotovoltaicos é fazer o ajuste do ponto de máxima potência. Este ponto muda de acordo com as condições do ambiente, e pela temperatura dos painéis, por este motivo inversores de boa qualidade tem o MPPT (Maximum Power Point Tracker), procedimento que busca sempre o melhor ponto na curva  $I \times V$ , ajustando a tensão de entrada do inversor. Outra função nos inversores modernos digitais, é o armazenamento e transmissão de dados, o que permite o acompanhamento da produção de energia, e detecção de possíveis distúrbios causados por mal funcionamento, ou sombreamento em algum módulo.

## **2.5 - Conceitos e Regulamentações da Geração Distribuída**

A geração distribuída de energia é aquela em que a produção é feita na própria unidade consumidora ou próxima a ela, não seguindo o padrão de produção centralizada e de grandes volumes de energia. No Brasil é definida pelo Artigo 14 do Decreto de Lei nº 5.163/2004, onde diz:

“Considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...) conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: (i) hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; (ii) termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.” [9].

São inúmeros os benefícios deste modelo de produção, um deles é a redução das perdas de transmissão da energia, o que leva a uma menor necessidade de investimentos no sistema de distribuição e transmissão. Há também a melhoria do nível de tensão da rede em períodos de carga pesada, diversificação da matriz energética, e aproveitamento dos recursos renováveis locais.

Internacionalmente a geração distribuída é padronizada pelo “Institute of Electrical and Electronics Engineers”, também chamado de IEEE, através do padrão 1547, lançado em 2003, que trata especificamente da ligação de geradores distribuídos na rede elétrica. Este documento traz critérios de qualidade, performance, operação, segurança, e de testes. Os benefícios da utilização do padrão são muitos: permite uniformização dos equipamentos utilizados, o que gera economia de escala, procedimentos operacionais poderão ser padronizados pelas empresas, o que reduz custos com treinamento e manutenção, além de trazer versatilidade para

a mão de obra que poderá instalar e operar os equipamentos em diferentes ambientes e circunstâncias.

No Brasil a geração distribuída ainda está em seus primeiros passos, em 2012 foi lançada a resolução normativa nº 482/2012, que instituiu condições gerais para a implementação de sistemas de micro e mini geração distribuída, e criou o sistema de compensação de energia elétrica. Antes disso pessoas físicas podiam gerar energia para consumo próprio, porém a concessionária local não era obrigada a comprar a energia excedente, e nem gerar créditos para uso futuro, esta obrigação foi implementada na resolução 482/2012. Ao longo de três anos a ANEEL acompanhou o desenvolvimento da geração distribuída e publicou em 2015 a resolução normativa nº 687/2015, que aprimorou a norma já existente. Neste mesmo ano a agência reguladora também atualizou o manual de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), especificamente a seção 3.7 do módulo 3, que trata dos procedimentos para o acesso do sistema de micro e mini geração ao sistema de distribuição.

### **2.5.1 - A Resolução Normativa 482/2012.**

A resolução normativa 482/2012 é a principal norma referente à geração distribuída, foi ela que deu condições jurídicas para os agentes privados passarem a utilizar este modelo de produção. Um dos pontos principais da resolução, e sua posterior atualização 687/2015, é a definição de micro e mini geração, que são diferenciadas de acordo com a potência instalada, portanto ficou especificado que [10]:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

O sistema de compensação criado define que, toda energia ativa excedente que é injetada na rede será cedida à concessionária local, configurando um empréstimo gratuito, que poderá ser utilizada posteriormente dentro de sessenta meses, e se passado este prazo, o consumidor perde o direito ao crédito de energia excedente. A resolução ainda determina que é vedado a venda de energia para qualquer outra pessoa, ou empresa, que não a concessionária, e que consumidores do grupo A, serão cobrados no mínimo o custo da demanda contratada, e consumidores do grupo B, serão cobrados o custo de disponibilidade, que para sistemas trifásicos é o valor referente ao consumo de 100 kWh, bifásicos, 50 kWh, e monofásicos, 25 kWh, esta cobrança é referente ao fornecimento da infraestrutura para a energia chegar até a unidade consumidora.

Para aderir ao sistema de compensação, é necessário que a unidade consumidora se enquadre em uma das quatro maneiras de fazer uso do sistema: uso na localidade da geração, autoconsumo remoto, empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, e por último, geração compartilhada. O primeiro caso é para quando a energia é gerada na mesma unidade consumidora onde os créditos serão utilizados, já o segundo é para situações onde a energia gerada será utilizada em mais de uma unidade consumidora, desde que todas elas estejam cadastradas no mesmo CPF ou CNPJ. O terceiro modo de compensação se enquadra em empreendimentos com unidades consumidoras de diferentes titulares, onde o crédito de energia injetada na rede deve ser dividido entre as unidades, não necessariamente de maneira igualitária. O último caso dá a possibilidade de um grupo de consumidores se reunirem em um consórcio, ou cooperativa, instalarem um ou mais sistemas distribuídos de geração e assim dividirem os créditos de energia entre eles.

### **2.5.2 - Secção 3.7 do módulo 3 PRODIST**

A secção 3.7 do módulo 3 do PRODIST traz os procedimentos necessários para viabilizar o acesso do gerador à rede de distribuição, indicando quais formulários e documentos serão precisos, assim como critérios técnicos e operacionais que devem ser respeitados. As concessionárias locais devem estabelecer normas próprias para novas conexões em sua rede, estas normas complementam a PRODIST, e em geral contém especificações mais detalhadas sobre os padrões técnicos, a solicitação e parecer de acesso, requisitos de segurança, e esclarecimentos sobre o projeto elétrico.



A Tabela 2 mostra os requisitos técnicos mínimos para as instalações de acordo com a potência instalada, e abaixo dela as respectivas notas de rodapé.

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão <sup>(1)</sup>	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção <sup>(2)</sup>	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento <sup>(3)</sup>	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim <sup>(4)</sup>	Sim <sup>(4)</sup>	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim <sup>(4)</sup>	Sim <sup>(4)</sup>	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>
Anti-ilhamento	Sim <sup>(6)</sup>	Sim <sup>(6)</sup>	Sim <sup>(6)</sup>
Medição	Sistema de Medição Bidirecional <sup>(7)</sup>	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Tabela 2: Requisitos técnicos mínimos PRODIST [11].

(1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores e minigeradores que se conectam à rede através de inversores, conforme item 4.4 desta Seção.

(2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.

(3) Transformador de interface entre a unidade consumidora e rede de distribuição.

(4) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

(5) Não é necessário relé de sincronismo específico, mas um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo com a frequência da rede e que produza uma saída capaz de operar

na lógica de atuação do elemento de interrupção, de maneira que somente ocorra a conexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido.

(6) No caso de operação em ilha do acessante, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.

(7) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

A PRODIST ainda define que para sistemas que se conectam à rede através de inversores de frequência, o acessante deve fornecer documentação comprobatória de que o equipamento foi ensaiado e aprovado conforme normas técnicas nacionais ou internacionais, e desta maneira as proteções exigidas na Tabela 2 podem estar cobertas pelo inversor, sendo desnecessária a redundância destas.

### **2.5.3 - Tributação dos Sistemas Distribuídos**

A incidência de impostos é definida pelo Governo Federal e Estadual, cada um legislando em seu respectivo tributo. O PIS/COFINS é de alçada federal, e sua cobrança se dá apenas para a diferença positiva entre energia consumida e injetada na rede elétrica. A cobrança do ICMS, Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, se dá de duas maneiras, a primeira, determinada pelo convênio ICMS 6 de 2013, diz que toda a energia vinda da distribuidora para a unidade consumidora é passível de cobrança do tributo. O segundo caso foi definido pelo convênio ICMS 16 de 2015, e ele determina que fica a cargo do Estado da Federação em que o sistema fotovoltaico está contido, a decisão de dar isenção da cobrança do imposto a unidade consumidora, portanto para esse caso o ICMS apenas incide sobre a diferença entre energia consumida e injetada na rede [12]. O Estado do Espírito Santo ainda cobra ICMS por toda energia consumida, sendo um dos poucos em todo o país a fazer isto.

#### 2.5.4 - Configurações dos Sistemas Distribuídos

Um sistema distribuído pode ser classificado de três maneiras diferentes, o autônomo, o híbrido, e o conectado à rede, sendo este último o foco deste trabalho.

O autônomo é um sistema isolado da rede de distribuição, e pode ser utilizado para cargas CC e CA, com ou sem baterias para armazenamento de energia. É comumente utilizado para alimentar cargas localizadas geograficamente distante da rede elétrica, ou de difícil acesso. Quando utilizando baterias, também deve acompanhar um controlador de carga que tem como função proteger a bateria contra cargas e descargas excessivas. A Figura 11, mostra um sistema autônomo, com armazenamento de energia.

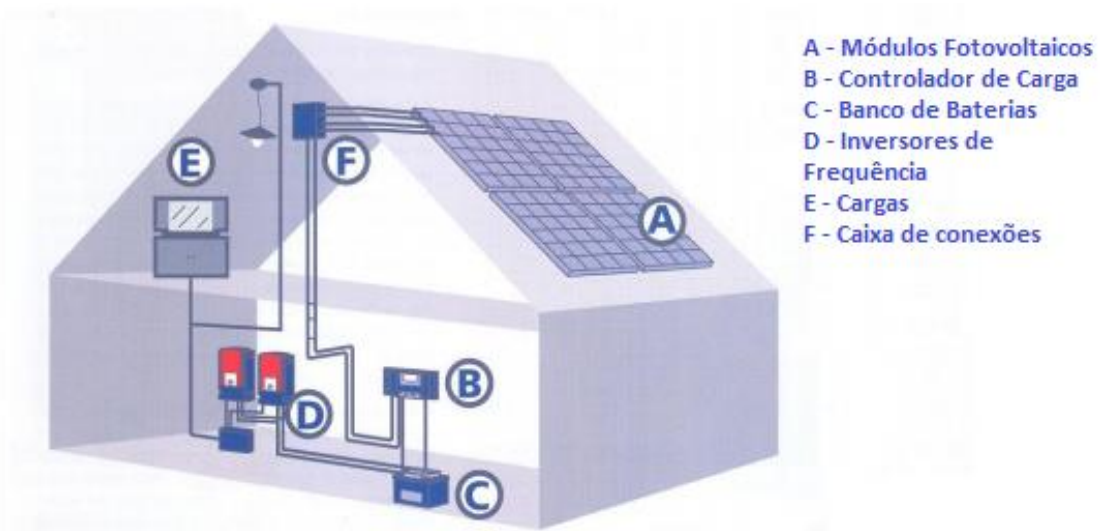


Figura 11: Sistema autônomo [3].

O sistema híbrido utiliza duas ou mais fontes de energia, como fotovoltaica, eólica, diesel, gás. A grande vantagem deste sistema é que nem sempre determinada fonte de energia produz em plena capacidade, ou até mesmo não produz nada, portanto quando uma fonte não está produzindo outra pode estar. Um exemplo básico é o uso de placas fotovoltaicas com turbinas eólicas, durante a noite as placas não produzirão nada, mas as turbinas podem continuar a produzir se houver vento, tornando o sistema mais versátil. A Figura 12 abaixo mostra uma ilustração desse arranjo.

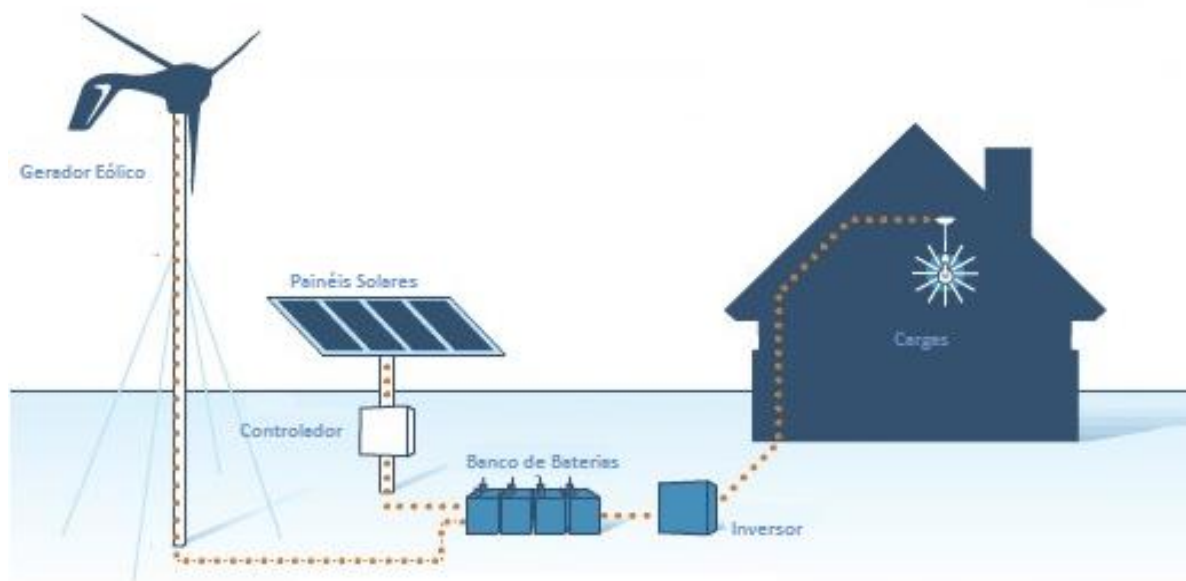


Figura 12: Sistema Híbrido [13].

Mais utilizado atualmente, e foco deste trabalho, é o sistema conectado à rede elétrica, este representa uma fonte complementar a disponibilizada pela concessionária local, e como já dito anteriormente dá a possibilidade de adesão ao sistema de compensação de energia. Normalmente dispensa o uso de acumuladores de energia, pois toda a energia excedente é injetada na rede elétrica. Os requisitos técnicos de funcionamento dos inversores utilizados neste caso são muito mais rigorosos, pois a energia injetada na rede deve seguir padrões de qualidade determinados pela PRODIST e pela concessionária local. A Figura 13 mostra a configuração básica deste sistema:

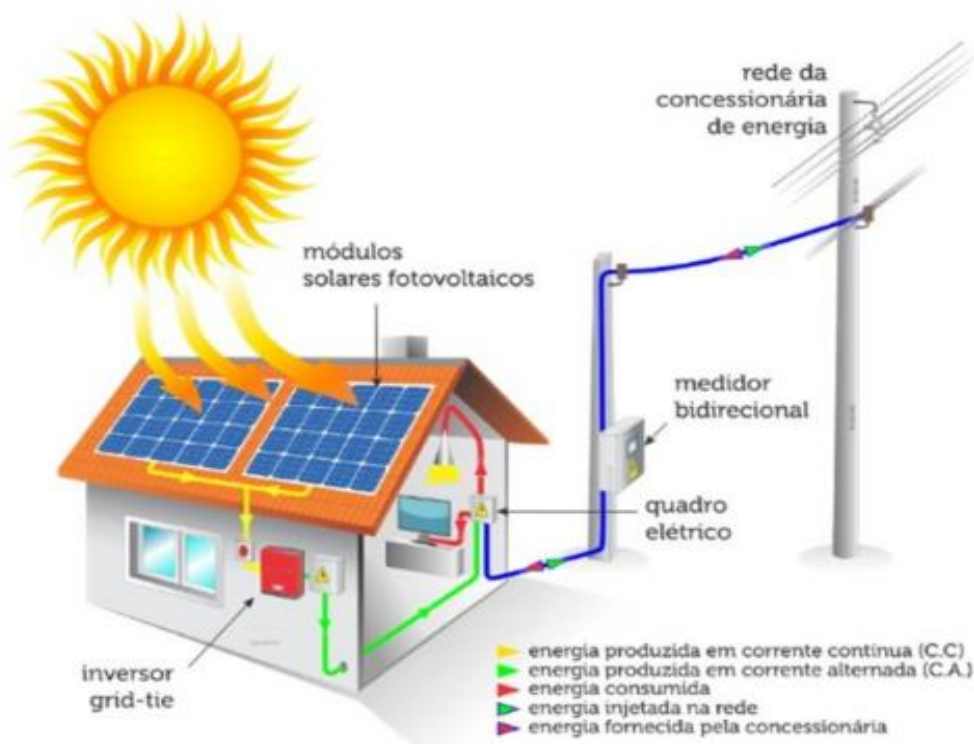


Figura 13: Sistema conectado à rede [14].

### 2.5.5 - Evolução da Geração Distribuída no Brasil

O cenário energético brasileiro ainda mostra muito espaço para o crescimento da geração distribuída. Desde 2012 o número de instalações cresceu vertiginosamente, hoje são mais de 7.700 usinas instaladas, com potência total de aproximadamente 75 MW e a ANEEL estima que em 2024 o número de instalações chegará a 1,2 milhões, com capacidade instalada de 4.500 MW. A Figura 14, retirada de um estudo realizado pela FGV [15], mostra a evolução do número de instalações desde 2012 até fevereiro de 2016.

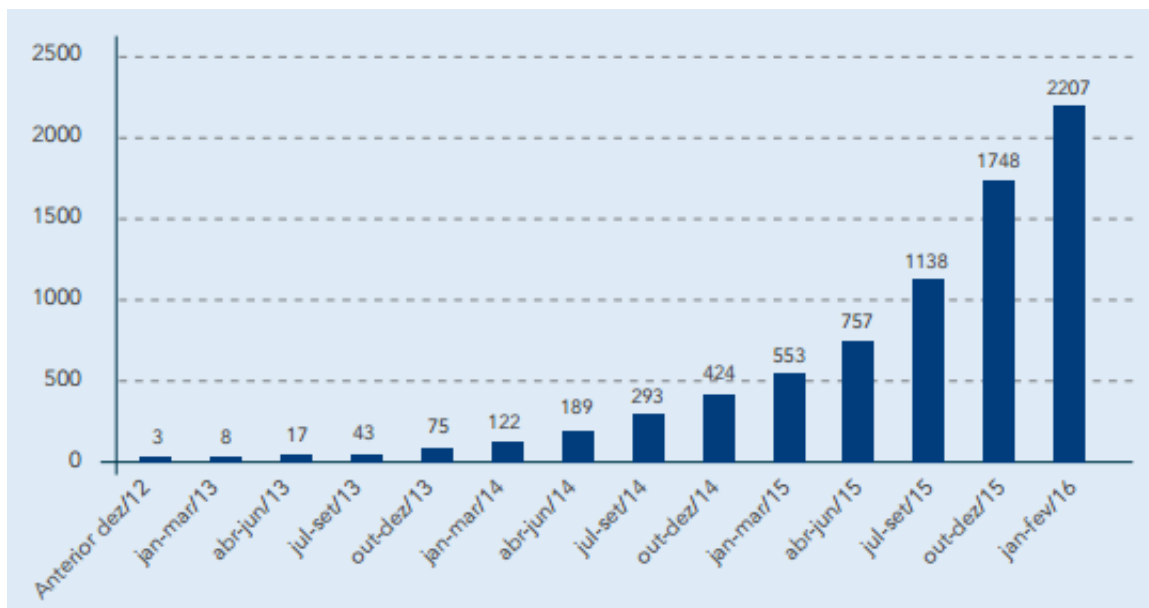


Figura 14: Número de conexões acumuladas no Brasil [15].

A partir dos dados do gráfico acima, e de dados atualizados retirados do site da ANEEL, foi possível confeccionar a Figura 15, que mostra a evolução até fevereiro de 2017.

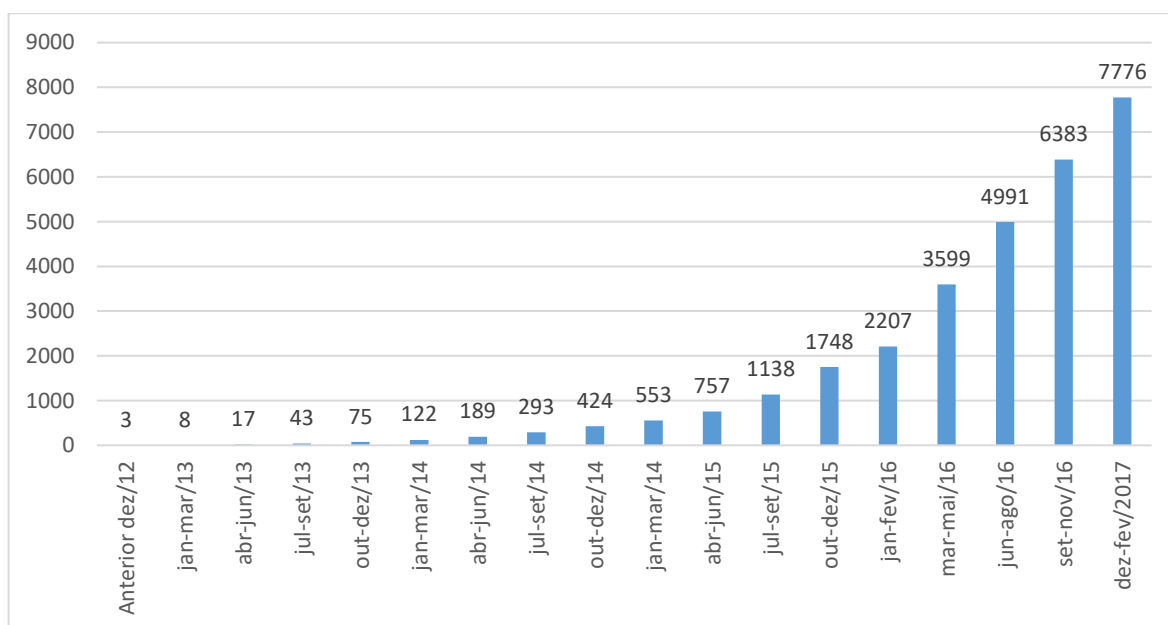


Figura 15: Número de conexões acumuladas no Brasil com dados atualizados.

Em apenas um ano, mais de 5.500 geradores novos foram instalados, totalizando 7776, ficando definida uma tendência quadrática ao longo do tempo. Apesar do crescimento ter sido

muito grande, ainda está muito longe das estimativas da ANEEL para 2024, mostrando o enorme mercado a ser explorado ainda pelas empresas do setor, que tem potencial de crescimento muito grande, devido à contínua redução dos custos de fabricação dos módulos.

### 3 ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA

Neste capítulo, serão apresentados os passos necessários para o completo dimensionamento de um sistema fotovoltaico:

- i. Definição da unidade consumidora;
- ii. Levantamento da incidência solar no local;
- iii. Levantamento do consumo de energia elétrica na unidade;
- iv. Especificação das placas fotovoltaicas e inversor de frequência;
- v. Especificação dos dispositivos de segurança;

#### 3.1 - Definição da Unidade Consumidora

Esta primeira etapa é basicamente a observação da unidade consumidora, atentando-se para possíveis lugares de instalação das placas fotovoltaicas, e do(s) inversor(es), analisando o espaço disponível para disposição dos painéis e inversor, assim como as condições de sombreamento que devem ser evitados. Os painéis devem sempre ser postos virado para o norte geográfico, pois no hemisfério sul, é nesta posição que tem mais incidência solar [16], como mostrado na Figura 16. Um dado muito importante que deve ser coletado nesta fase, é as coordenadas da unidade, pois a partir delas será feito o levantamento da capacidade solar do local.

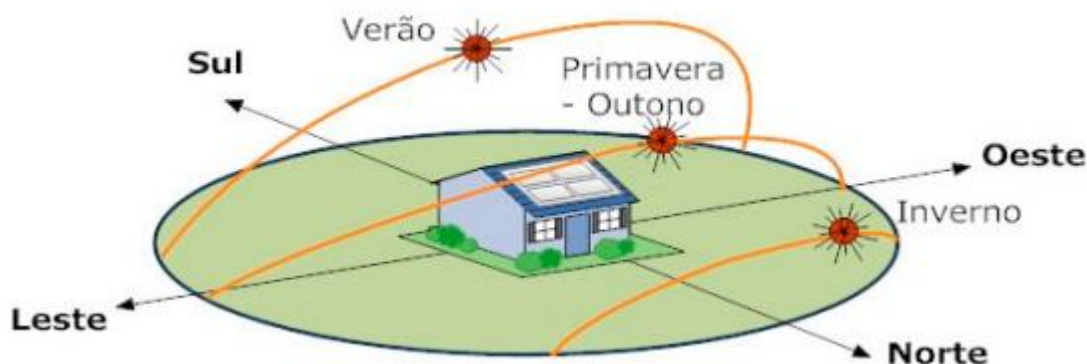


Figura 16: Posição do Sol para hemisfério Sul [16].



Condição essencial para o dimensionamento das placas fotovoltaicas, é saber qual a incidência solar no local da instalação, e como já dito ao longo deste trabalho, existem diversos estudos sobre a capacidade solar no Brasil, portanto será mostrado aqui duas fontes de dados para realizar este levantamento.

Uma forma simples e confiável é através do site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) [17], o site utiliza o SunData, programa que contém um banco de dados com valores médios de irradiação solar em mais de 300 pontos no Brasil. Só é preciso inserir as coordenadas do local e já é mostrado os valores da irradiação solar diária média mensal para cada mês em um período de doze meses, este dado é apresentado para quatro valores de inclinação dos painéis, plano horizontal, latitude, maior média anual e maior mínimo mensal. O programa localiza os três locais mais próximos da coordenada desejada com valores registrados de incidência solar registrados.

A segunda fonte é através do Atlas Brasileiro de Energia Solar[5], estudo já apresentado neste trabalho, que conta com uma base de dados extensa em todo o país, contando com mais de 87 mil pontos com valores de irradiancia estimados, para plano horizontal e inclinação igual a latitude do local.

### **3.2 - Levantamento do Consumo de Energia Elétrica na Unidade**

O levantamento do consumo da unidade é de extrema importância, pois através dele será dimensionado a potência do gerador fotovoltaico. Este dado é facilmente adquirido se a unidade já está operante. Através da observação da fatura de energia mensal entregue pela concessionária deve ser determinado um valor médio de consumo diário, preferencialmente dentro de um período de um ano. Deve ser levado em consideração também possíveis aumentos de consumo, o incremento futuro pode ser calculado como 10% do consumo atual, este valor protege o consumidor de oscilações pontuais, e deve ser somado ao consumo atual.

Para casos onde a unidade ainda será construída, o consumo deve ser estimado, levando em consideração os equipamentos instalados, e a quantidade de horas diárias que cada um poderá ser utilizado. A Tabela 3, mostra valores típicos de potência para eletrodomésticos utilizados em unidades residenciais.

<b>Aparelhos Eletrodomésticos</b>	<b>Potência (W)</b>
Aquecedor de água	2500
Aspirador de pó	300
Barbeador	10
Batedeira	100
Cafeteira	600
Chuveiro	4400
Ebulidor	1000
Enceradeira	300
Espremedor de frutas	200
Exaustor	200
Ferro de passar automático	1000
Ferro de passar simples	500
Forno grill	1200
Forno microondas	1400
Freezer horizontal	500
Freezer vertical	300
Geladeira	250
Grelha	1000
Liquidificador	200
Máquina de costura	100
Máquina de lavar louça	1300
Máquina de lavar roupas	700
Máquina de secar roupas	2500
Microcomputador	500
Projektor de slides	200
Rádio gravador	50
Secador de cabelo	1000
Televisor a cores	300
Televisor preto / branco	150
Torneira elétrica	3000
Torradeira	1000
Ventilador	100
Ventilador de teto	150

*Tabela 3: Potência de eletrodomésticos típicos [18].*

O consumo diário pode ser estimado multiplicando a potência de cada equipamento pelo número de horas prováveis que cada um deles será utilizado. A soma da energia de cada equipamento é o consumo total da unidade consumidora.

Para o caso deste trabalho, foi auferido diretamente das faturas de energia o consumo diário médio.

### **3.3- Especificação das Placas Fotovoltaicas e Inversor de Frequência**

#### **3.3.1 - Dimensionamento da Potência do Gerador**

Neste passo, já com os dados de irradiância diária média, e do consumo de energia da unidade, é dimensionado a potência do gerador, que é dada pela Equação 3.1[3]:

$$P_G = \frac{E_{cons} - E_{disp}}{H_{SP} \times (1 - F_p)} \quad (3.1)$$

Onde:

$P_G$  – Potencia de pico do gerador;

$E_{cons}$  – Energia média consumida em um dia;

$E_{disp}$  – Energia referente ao custo de disponibilidade;

$H_{SP}$  – Horas de Sol Pleno em um dia;

$F_p$  – Fator de perdas.

A variável  $H_{SP}$  nada mais é do que a quantidade de horas dentro de um intervalo de um dia que a radiação solar permanece em  $1\text{kW}/\text{m}^2$ , portanto as unidades  $\text{kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$  e  $H_{SP}$  são equivalentes, e esta última é a maneira mais convencional de representar a quantidade de energia fornecida pelo Sol.

O Fator de perdas, representa todas as possíveis perdas que podem existir no sistema projetado, algumas delas são as perdas nos condutores, no inversor, nas placas por acúmulo de sujeira ou sombreamentos, e degradação devido ao tempo, este fator costuma estar entre 0,15 e 0,3.

### 3.3.2 - Escolha do Módulo Fotovoltaico

Uma vez calculada a potência do gerador, deve ser determinado o modelo, que deve ser igual para todos, e o número de módulos que serão necessários. A escolha do modelo deve levar em consideração a qualidade e a garantia fornecida pelo fabricante, além do custo. A potência escolhida do módulo depende da potência total do gerador e da área disponível para instalação.

Através da Equação 3.2 é encontrado o número de módulos, e se o resultado não for inteiro, deve ser arredondado a critério do projetista. Se o número de módulos calculado for par, é sempre possível fazer associações em paralelo, se o número for ímpar, nem sempre essa associação será possível, nesses casos pode ser vantajoso mudar a potência do módulo para alcançar um valor onde é possível a associação paralela.

$$n_M = \frac{P_G}{P_M} \quad (3.2)$$

Depois de calculado a quantidade de módulos, deve ser verificado se a área disponível é suficiente para comportar todos eles, se não for, deve ser alterado o modelo para um de potência maior, e assim recalcular, até que se chegue em uma quantidade comportável no local de instalação. É muito comum a potência do gerador ser ligeiramente diferente daquela calculada na Equação 3.1, isso acontece porque os valores comerciais dos módulos nem sempre permitem alcançar o a potência exata, porém isto não é um problema se o projetista conseguir chegar em um arranjo que entregue uma potência bem próxima da calculada.

### 3.3.3 - Escolha do Inversor de Frequência

O próximo passo é a escolha do modelo do inversor de frequência, deve ser levado em consideração a reputação do fabricante, eficiência, se o equipamento está em conformidade com as normas e legislação, tempo de garantia, e custo. Para a escolha da potência do inversor deve ser observado o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) [3], representado pela Equação 3.3:

$$FDI = \frac{P_{INV}}{P_G} \quad (3.3)$$

A potência nominal do inversor é representada pela variável  $P_{INV}$ , portanto FDI é a potência que o inversor deve ter em relação a potência do gerador. O valor de FDI é um tópico de grande discussão, fazendo uma análise óbvia ele deveria ter valor unitário, porém em campo

é notado que os geradores fotovoltaicos raramente vão estar produzindo em sua capacidade máxima, devido a temperatura das células, ou clima não favorável, por esse motivo, é comum projetar inversores com potência nominal inferior ao do sistema fotovoltaico. Em um estudo publicado na Revista Brasileira de Energia [19] é feita uma comparação entre dois sistemas em iguais condições, apenas com o FDI diferente, um com valor de 1,02 e outro 0,85. Foram colhidos dados ao longo de um ano, e foi concluído que a diferença na geração de energia entre os dois sistemas foi irrisória. Em sua tese de doutorado [20], Batista Dias, estudou três sistemas diferentes, cada um com FDI diferentes, desta vez com valores de 0,65, 0,73 e 0,86. O resultado mostrou que em alguns poucos dias muito ensolarados, os dois inversores com FDI menores, cortam a potência entregue a rede, causando uma perda de eficiência do sistema. A Figura 17 mostra a potência de saída do inversor ( $P_{CA}$ ).

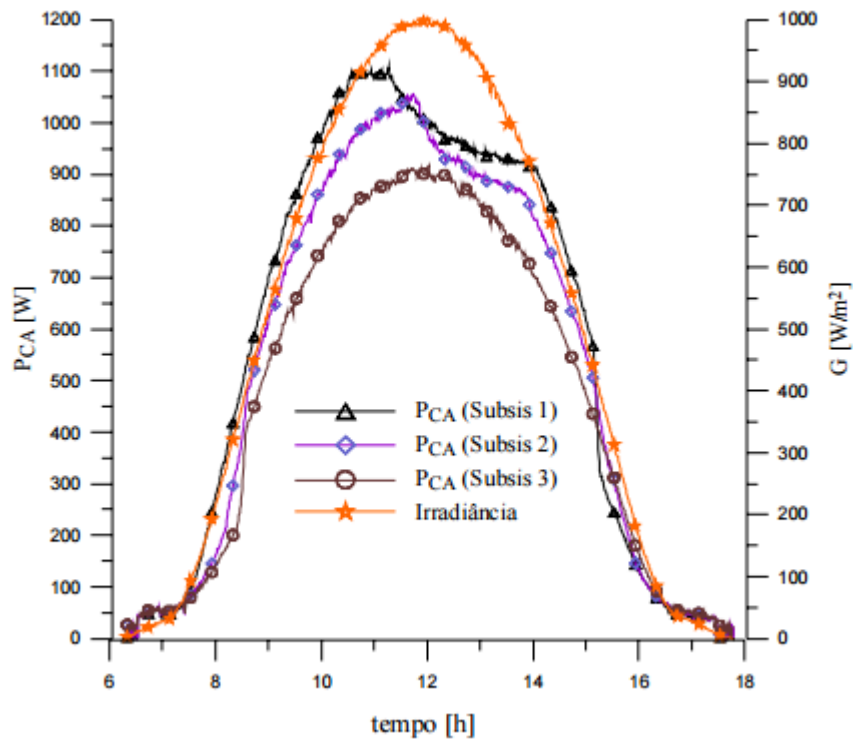


Figura 17: Potencia de saída de inversores com diferentes FDI's [20].

O corte de potência acontece quando o inversor está recebendo mais potência do que ele tem capacidade, isso causa sobreaquecimento e diminui a vida útil do equipamento, além de diminuir consideravelmente sua eficiência. Nesta situação o inversor automaticamente ajusta o ponto de operação, de maneira a receber apenas a potência que ele suporta. O sobre

dimensionamento do inversor também pode gerar perdas, pois sua eficiência depende da relação entre potência nominal e potência de entrada, e quando este valor é inferior a 0,1 a eficiência cai muito, caso que pode ocorrer em dias nublados. A Figura 18 mostra a curva de eficiência em relação ao carregamento de um inversor genérico.

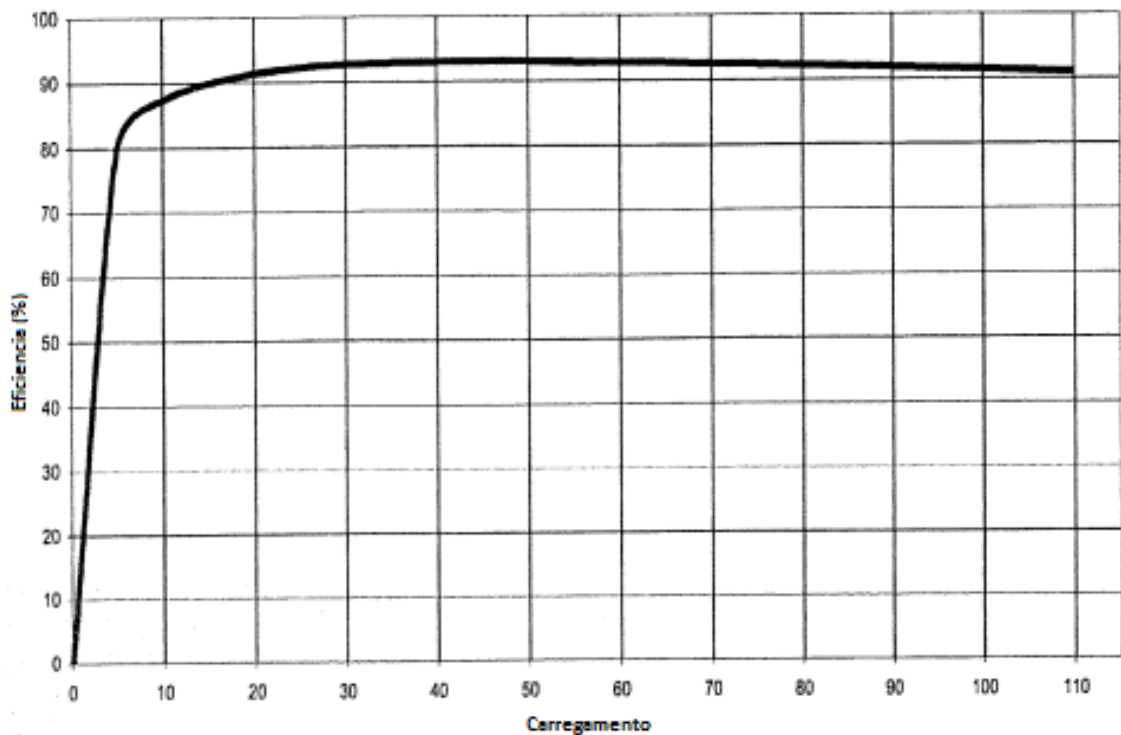


Figura 18: Eficiência de um inversor genérico em função do carregamento [20].

O Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos [3], diz que é preferível que o FDI tenha como limite mínimo o valor de 0,75, e limite máximo, o valor de 1,05. No estudo de caso deste trabalho, o valor adotado do FDI para o sistema projetado é de 0,825.

### 3.3.4 - Associação dos Módulos

Com o modelo dos módulos e do inversor definidos, o próximo passo é realizar as associações em série/paralelo, e verificar se o número escolhido está em conformidade com os limites de tensão e corrente do inversor. A tensão equivalente do sistema fotovoltaico é determinada pelos módulos dispostos em série, e tem que estar dentro dos limites de operação

MPPT do inversor, além claro dentro do limite máximo de funcionamento, mesmo que não em MPPT. O projetista deve sempre considerar a temperatura que os módulos podem atingir para realizar este cálculo, como altas temperaturas diminuem a tensão dos módulos, deve ser garantido que o sistema tenha tensão acima da tensão mínima MPPT do inversor, o mesmo vale para baixas temperaturas. A Equação 3.4 [3] determina a quantidade máxima de módulos postos em fileira (série) sem que ultrapasse a tensão máxima de operação do inversor.

$$n_{Ms} < \frac{V_{invmax}}{V_{ocTmin}} \quad (3.4)$$

Onde  $n_{Ms}$  é a quantidade de módulos em série,  $V_{invmax}$  é a tensão máxima admitida pelo inversor, e  $V_{ocTmin}$  é a tensão de circuito aberto para a menor temperatura do local, que é a que resulta na maior tensão possível.

Como dito anteriormente o limite de operação MPPT do inversor deve ser respeitado pelo sistema fotovoltaico, a Equação 3.5 [3] define estas condições.

$$\frac{V_{MPPTmin}}{V_{Tmax}} < n_{Ms} < \frac{V_{MPPTmax}}{V_{Tmin}} \quad (3.5)$$

Onde  $V_{MPPTmax}$  e  $V_{MPPTmin}$  são respectivamente os limites superior e inferior de tensão em que o inversor opera em MPPT, e  $V_{Tmax}$  e  $V_{Tmin}$  são também respectivamente as tensões nominal do módulo fotovoltaico na temperatura máxima e mínima do local.

A corrente elétrica equivalente depende da quantidade de fileiras que o sistema fotovoltaico tem. O número máximo de fileiras em que o inversor não corre o risco de ser danificado é facilmente determinado pela Equação 3.6 [3]:

$$n_F = \frac{I_{invmax}}{I_{scTmax}} \quad (3.6)$$

Onde  $n_F$  é a quantidade de fileiras,  $I_{invmax}$  é a corrente máxima de entrada do inversor de frequência, e  $I_{scTmax}$  é a corrente de curto circuito do módulo, este último atributo com seu valor corrigido pela máxima temperatura.

Tendo os valores de  $n_{MS}$  e  $n_F$ , eles devem ser multiplicados um pelo outro, e o resultado deve ser o mesmo que  $n_M$  já calculado anteriormente, se não for, ajustes devem ser feitos preferencialmente na associação os módulos, porém se não for possível, deve ser determinado um novo número total de módulos.

### **3.4 - Especificação dos Dispositivos de Segurança**

#### **3.4.1 - Diodo By-Pass**

Para entender o motivo de se usar o diodo by-pass, é necessário entender o efeito que sombreamentos causam nas células fotovoltaicas. Se uma, ou mais células são obstruídas, impedindo que a luz do sol atinja sua superfície, esta célula ficará inversamente polarizada, e ela não vai atuar mais como gerador, e sim como carga, nessa situação a energia elétrica é dissipada em forma de calor, formando um ponto “quente”, e se a tensão inversa for elevada pode vir a danificar a célula e conseqüentemente todo o módulo.

O diodo by-pass, também chamado diodo de desvio ou derivação, é colocado em paralelo com a célula, desta maneira se a célula estiver fortemente sombreada a corrente se desvia dela passando pelo diodo. Em situação de operação normal, sem sombreamento, o diodo estará inversamente polarizado, portanto a corrente elétrica irá fluir através da célula. Na prática, os fabricantes não colocam diodos by-pass em cada célula, isso seria muito custoso, em geral é posto um diodo para cada módulo, ou para cada conjunto de células. A Figura 19 mostra a forma de ligação dos diodos de desvio.



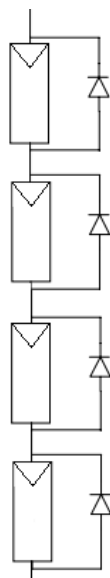


Figura 19: Instalação de diodo by-pass.

Normalmente o diodo by-pass já vem no módulo fotovoltaico, não sendo necessário o projetista se preocupar com isso, mas se este não for o caso, o diodo tem que ser corretamente especificado, para isso ele tem que ser capaz de suportar a corrente de curto circuito da fileira em que seu módulo está inserido, sendo esta devidamente corrigida pela maior temperatura, e deve ter a tensão inversa maior do que a tensão de circuito aberto do módulo para a menor temperatura de operação. Deve ser do tipo Schottky, diodo que tem a característica de ser rápido e com baixa queda de tensão no sentido direto.

### 3.4.2 - Diodo de Bloqueio

O diodo de bloqueio é colocado em série com cada fileira de módulos, e ele tem a função de evitar que módulos com tensão forneçam corrente para um módulo de tensão menor, o que diminuiria a potência entregue ao inversor e poderia danificar os módulos. Se dentro da sua especificação, ele impede que qualquer valor de corrente inversa flua para a fileira de menor potencial, portanto ele não atua apenas como um elemento de proteção, mas também garante eficiência operacional, mesmo que essa não seja a sua função principal.

Uma desvantagem do uso de diodo para essa função é que ele tem uma queda de tensão da ordem de 0,5 a 1 volt, o que pode resultar em uma perda de potência significativa para sistemas pequenos. Outra desvantagem é a alta ocorrência de falhas, “ a experiência do

programa “1000 telhados” mostrou que, frequentemente, a falha destes díodos de bloqueio e, conseqüentemente das fileiras fotovoltaicas, não eram descobertas nem reparadas senão demasiadamente tarde. ” [21]. O modelo escolhido deve suportar a corrente de curto circuito do módulo e a tensão reversa máxima deve ser no mínimo duas vezes a tensão de circuito aberto da fileira, pois se uma fileira estiver completamente encoberta, a diferença de potencial no diodo será exatamente duas vezes a tensão da fileira. As duas grandezas devem estar corrigidas pelo coeficiente de temperatura. A figura 20 mostra o esquema de ligação dos díodos de bloqueio.

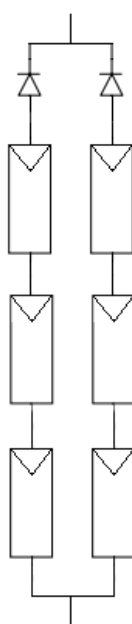
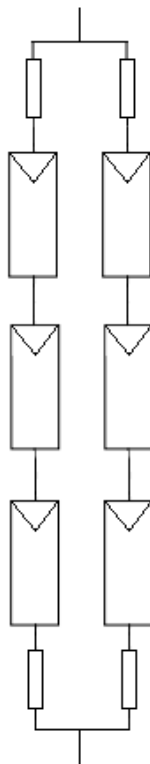


Figura 20: Instalação de diodo de bloqueio.

### 3.4.3 - Fusíveis de Proteção de Fileira

Uma opção alternativa ao diodo de bloqueio, é a utilização de fusíveis para fazer a proteção das fileiras no caso de diferença de potencial entre duas delas. Seu uso tem a desvantagem de só cortar a corrente para o valor especificado, portanto se ocorrer um desbalanço de tensões entre duas fileiras, e se a corrente drenada pela fileira de menor tensão for menor que a corrente de corte do fusível, ele não atuará, e a fileira de maior tensão irá fornecer potência para a de menor e não para as cargas, diminuindo drasticamente a eficiência do sistema. Diferente do diodo de bloqueio, o fusível só tem a função de proteção, porém, efetua essa função de maneira mais segura, com baixíssima chance de falha, protegendo não só os

painéis, mas também os condutores conectados a ele. Eles só são necessários em sistemas com diversas fileiras, onde a soma da corrente de todas as fileiras menos uma, é maior do que a corrente máxima reversa do módulo. O requisito básico de projeto é que ele tenha a corrente de corte menor que a corrente reversa do módulo especificado e maior que a corrente de curto circuito corrigida pela temperatura, devendo ser posto em cada fileira, tanto no polo positivo, quanto no negativo. A figura 21 mostra as ligações dos fusíveis de proteção de fileiras.



*Figura 21: Instalação de fusível de fileira.*

#### **3.4.4 - Outras Proteções e Dimensionamentos**

Além da proteção dos geradores fotovoltaicos, a instalação deve ser protegida. Para isso são usados disjuntores, fusíveis, chaves seccionadoras, e dispositivos de proteção contra surto. A quantidade e especificação dos equipamentos de proteção e de condutores deve ser feita levando em consideração a NBR 5410 [22], a norma técnica da concessionária, e normas adicionais que se mostrem necessárias, assim como manuais dos equipamentos utilizados.

O recomendável é que sejam utilizados diodos de bloqueio juntamente com fusíveis de fileira para a proteção dos painéis, e para proteção da instalação de modo geral pode ser usado um disjuntor do lado CC, e outro do lado CA.

Dispositivos de proteção contra surto dependendo do inversor podem ser fornecidos como opcionais pelo fabricante, porém é bastante recomendável que se use um do lado CC, entre o gerador e o inversor e outro do lado CA, de preferência sendo ambos da classe I+II, que assegura proteção contra descargas diretas e indiretas. Deve ser observado a distância entre o gerador e o inversor, se for maior que 10 metros, é recomendável que seja posto um próximo aos painéis e outro próximo ao inversor.

Algum dispositivo de seccionamento deve ser fornecido para interrupção de manobras, na grande maioria dos casos os inversores já vêm com chaves seccionadoras, tornando desnecessário uma outra adicional.

O dimensionamento dos condutores pode ser feito consultando a NBR 5410, e a verificação da queda de tensão pode ser feita através da Equação 3.7 [3] abaixo:

$$S_{min} = \rho * \frac{d * I}{\Delta V * V_{ocTmin}} \quad (3.7)$$

Onde:

$S_{min}$  é a secção mínima do condutor em mm<sup>2</sup>;

$\rho$  é a resistividade do material condutor em  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ;

$d$  é o comprimento total do condutor em metros, incluindo o trecho de volta;

$I$  é a corrente nominal total das fileiras corrigida para temperatura de operação padrão;

$\Delta V$  é a queda de tensão em porcentagem;

$V$  é a tensão nominal da fileira para temperatura de operação padrão;

O sistema de geração deve ser aterrado em todas suas partes metálicas não energizadas, incluindo painéis, e carcaças de equipamentos, e deve ser conectado ao aterramento da unidade

consumidora. O material do condutor de aterramento deve ser obrigatoriamente de cobre e sua bitola deve ser dimensionada de acordo com a NBR 5410 [22].

A norma técnica da concessionária sempre deve ser consultada, pois ela pode fazer exigências de segurança adicionais, referente a perda de tensão na rede, variações de tensão e frequência, reconexão, proteção contra ilhamento e aterramento.

### **3.5 - Conceitos de Viabilidade Econômica**

Ao se propor investir uma quantia, é fundamental que seja avaliado o retorno que esse investimento trará, sob quais taxas e em qual tempo isso ocorrerá, e é natural que se busque um tempo de retorno baixo, pois quanto maior o tempo, maiores as incertezas e conseqüentemente maior o risco. Existem algumas variáveis matemáticas que se enquadram para análise de investimentos, estas podem ser utilizadas separadamente ou conjuntamente. Serão apresentados aqui o VPL (Valor Presente Líquido), a TIR (Taxa Interna de Retorno), e o *Payback*.

#### **3.5.1 - Valor Presente Líquido**

Este atributo nada mais é do que a diferença entre os benefícios gerados pelo projeto e seus custos. O cálculo leva em consideração o valor do dinheiro no tempo, portanto o fluxo de caixa do projeto é trazido ao presente momento, sendo descontados a uma determinada taxa de juros. A taxa escolhida para desconto é chamada de taxa mínima de atratividade (TMA), e depende de vários fatores, muitas vezes analisados de maneira subjetiva. Em geral a TMA está atrelada ao setor da economia em que está inserido o projeto, ao risco também, portanto projetos com alto risco de não se concretizarem da forma devida devem ter uma alta taxa mínima de atratividade, já projetos de baixo risco podem usar como base a taxa de juros básica da economia, ou qualquer outra taxa que a empresa ou indivíduo tem a possibilidade de conseguir em projetos alternativos, ou até mesmo a inflação de preços. O projeto se torna economicamente viável se o VPL for maior do que zero. A Equação 3.8 [23] mostra o cálculo do VPL.

$$VPL = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (3.8)$$

Onde:

VPL - Valor presente líquido;

$I_o$  - Investimento Inicial;

$FC_t$  - Fluxo de caixa no período t;

n - Número de períodos;

t - Enésimo período no tempo em que o dinheiro estará investido;

i - Taxa de desconto.

### 3.5.2 - Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno é dita como a eficiência marginal do capital [24], é a taxa máxima que pode ser adotada como taxa mínima de atratividade sem que o projeto se torne inviável. É muito utilizada pois tenta colocar todos os benefícios e custos do projeto em apenas um número. Sua representação matemática ainda nos diz que a TIR é a taxa para qual o VPL é igual a zero, também pode se dizer que é a taxa para qual o projeto se paga em um período determinado. Se a TIR for maior do que a taxa mínima de atratividade, o VPL será positivo e o projeto viável, e quanto maior for a diferença entre elas, mais interessante o projeto se torna do ponto de vista econômico. Para uma TIR menor do que a TMA, o projeto é inviabilizado. A Equação 3.9 [23], mostra a relação da TIR com o VPL.

$$VPL = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (3.9)$$

A Figura 22 mostra a curva do VPL em função da taxa de desconto. O valor da taxa de desconto em que o VPL se anula, é a TIR daquele projeto. A TIR mostrada na Figura 22 vale 50%.

## VPL x TIR

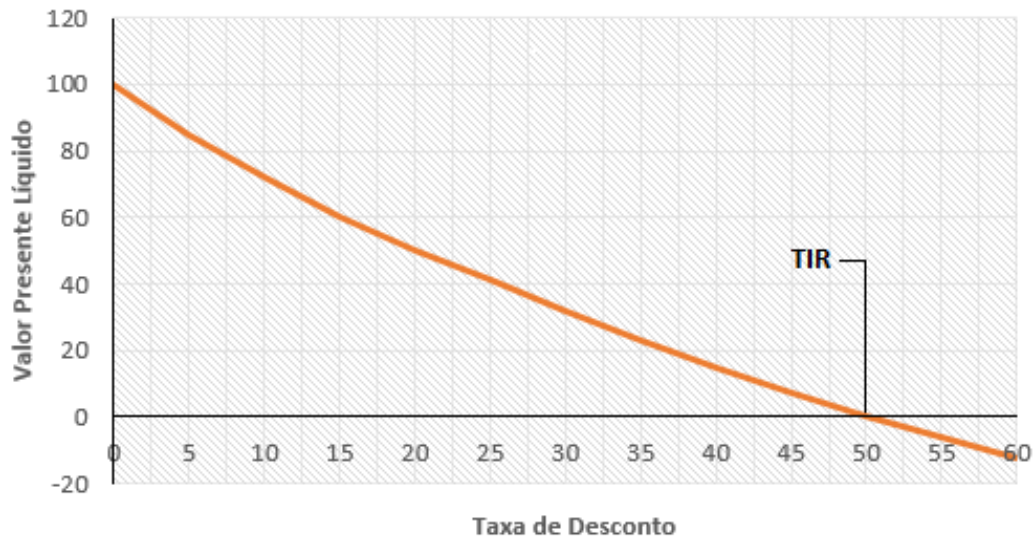


Figura 22: Relação entre VPL e TIR.

### 3.5.3 - Payback

O Payback é o tempo de retorno da aplicação, é a quantidade de períodos em que o projeto gera renda suficiente para pagar o investimento inicial, ou seja, que leve o VPL a zero, a uma determinada taxa de desconto. Para o caso deste trabalho, este método se enquadra perfeitamente, pois o horizonte de investimento para pessoas físicas ou pequenas empresas, que são o público alvo deste estudo, é curto, diferente de grandes empresas que tem planos de investimentos longos, portanto o tempo de retorno é muito importante para analisar a viabilidade do projeto. Existem duas maneiras para calcular o tempo de retorno, a primeira, chamada *payback* simples, é dada pela soma dos fluxos de caixa de cada período, até que se chegue no valor do investimento inicial, a quantidade de períodos é o tempo de retorno. O grande defeito deste método é que ele não considera o valor do dinheiro no tempo, o que torna o método muito impreciso, principalmente em cenários de alta inflação. A segunda maneira de realizar o cálculo, é o *payback* descontado, este sim, considera o valor do dinheiro no tempo, tornando a análise muito mais robusta. O cálculo é feito da mesma maneira que o simples, porém, neste caso em cada período no fluxo de caixa é aplicado uma taxa de desconto, que traz o dinheiro para o valor presente, como mostrado na Equação 3.10 [23]:

$$VP = \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1+i)^t} \quad (3.10)$$

O somatório deve ser calculado até um período  $n$  que torne o valor presente (VP) igual ao valor inicialmente investido, este período será o tempo de retorno do projeto.



## 4 ESTUDO DE CASO

### 4.1 - Dimensionamento e Especificações Técnicas de Engenharia

#### 4.1.1 - A Unidade Consumidora

A unidade consumidora escolhida para o projeto fica no município de Colatina, interior do estado do Espírito Santo. A unidade tem sua energia fornecida pela Empresa Luz e Força Santa Maria. A coordenada do local é 19.539259 Sul e 40.629887 Oeste. Os módulos serão dispostos lado a lado voltados para o norte, inclinados com ângulo igual a latitude do local, neste caso o ângulo foi aproximado para 20°. A Figura 23 mostra a planta de localização da unidade.

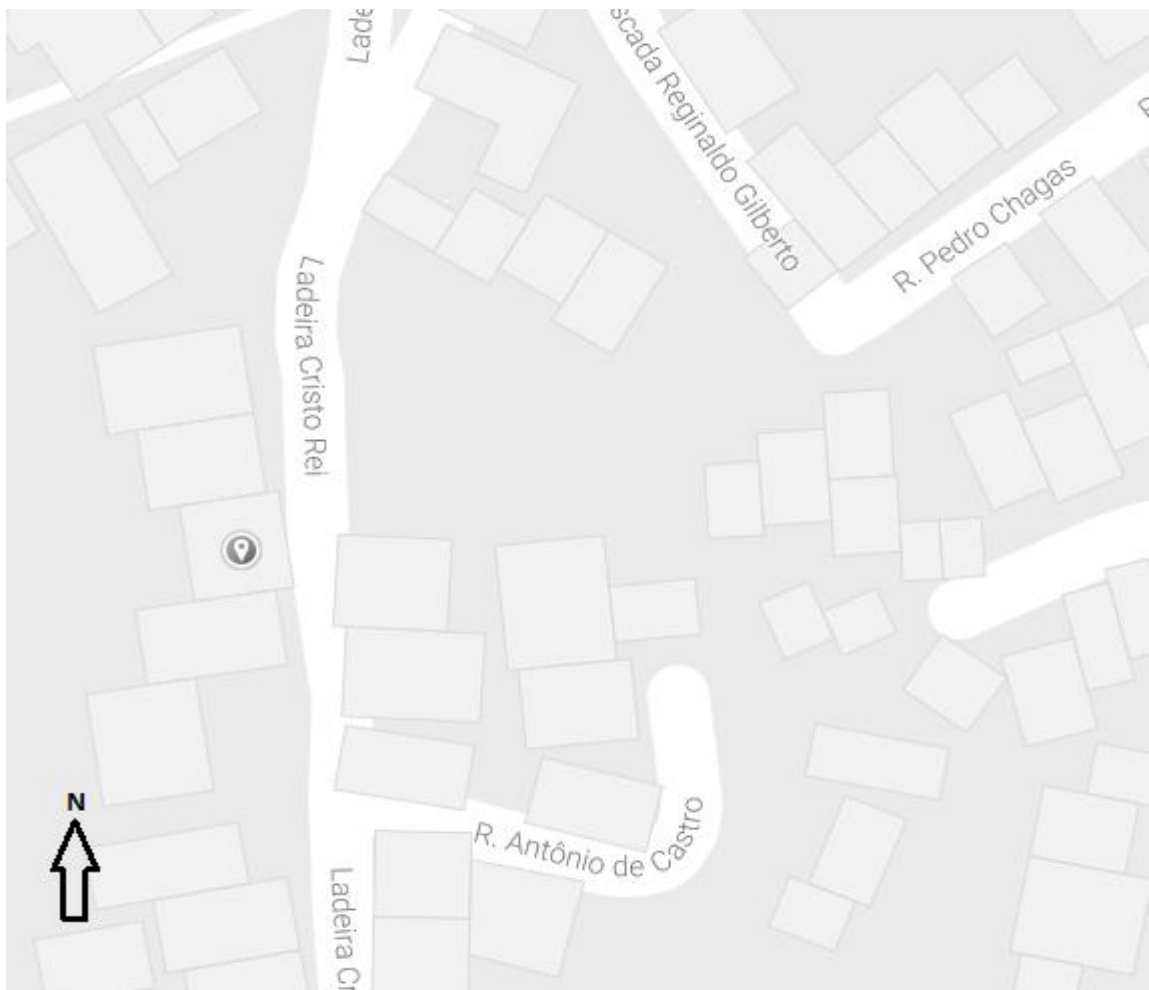


Figura 23: Localização da unidade consumidora.

#### 4.1.2 - Levantamento da Incidência Solar e Consumo de Energia

Como já explicitado no Capítulo 3, através do website [17] do CRESESB, é possível coletar os dados de irradiância solar para a coordenada da unidade. Para a unidade escolhida, o site teve como resposta três pontos de medição mais próximos. A Tabela 4 mostra os dados exibidos pelo site.

Estação	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]															
			Latitude[°]	Longitude[°]	Distancia[km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Aracruz	ES	BRA	19,8 S	40,27333 O	47,3	5,81	5,25	5,39	4,22	3,78	3,14	3,89	4,36	3,86	4,78	4,78	5,08	4,53
Aimorés	MG	BRA	19,4 S	41,06388 O	48,1	6,14	5,97	5,30	4,89	4,19	3,78	4,08	4,72	4,53	5,33	5,33	5,67	5,00
Linhares	ES	BRA	19,4 S	40,07222 O	60,5	6,14	5,56	5,19	4,47	4,19	3,69	3,94	4,17	4,14	4,89	4,89	5,44	4,71

Tabela 4: Dados de irradiância do website do CRESESB [17].

A melhor maneira neste caso seria calcular a média das irradiâncias e assim obter um valor a utilizar, porém o Atlas Brasileiro de Energia Solar, tem dados de irradiância para uma coordenada mais próxima da unidade consumidora, 19,41 Sul, 40,6100 Oeste, com distância de apenas 14,4 km da unidade consumidora, portanto foi optado por utilizar esta fonte de recursos. A Tabela 5 mostra os dados retirados do Atlas Brasileiro de Energia Solar.

			Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												
Latitude[°]	Longitude[°]	Distância[km]	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MEDIA
19,41 S	40,61 O	14,4	5,59	5,88	5,86	5,17	4,83	4,56	4,41	5,05	5,07	5,13	4,97	5,31	5,14

Tabela 5: Irradiância para coordenada mais próxima da unidade consumidora [5].

Como a unidade já está operante, o consumo de energia foi auferido através das faturas de energia entregues pela concessionária, foi calculado uma média de aproximadamente 450 kWh mensais, porém foi estimado mais 50 kWh de aumento do consumo no futuro. Este valor foi calculado como 10% do consumo atual da unidade, arredondado para cima, e foi adicionado para evitar que qualquer aumento de consumo faça com que o consumidor tenha que pagar mais do que o mínimo exigido pela distribuidora. Como o fornecimento da unidade é bifásico, foi descontado 50 kWh mensais devido ao custo de disponibilidade da distribuidora, custo este que deve obrigatoriamente ser pago, mesmo que essa quantidade de energia não tenha sido

consumida da rede, totalizando assim 450 kWh ao mês necessários a serem gerados pelos módulos.

#### **4.1.3 - Especificação dos Módulos Fotovoltaicos e Inversor de Frequência**

A potência do gerador é dada pela Equação 3.1, onde já temos os valores de energia consumido, o custo de disponibilidade, e a quantidade de horas de sol pleno do local, portanto para dar continuidade ao cálculo temos que analisar o fator de perda, este que considera todas as perdas possíveis do sistema.

As perdas no inversor podem ser adquiridas no manual do equipamento, o inversor de frequência a ser escolhido será da fabricante Fronius, marca Austríaca muito utilizada no Brasil, o modelo exato só será definido após o cálculo da potência do gerador. Observando a folha de dados dos modelos para potência de 1,5 até 3,1 kW, é possível notar que a eficiência varia muito pouco de um modelo para outro, e a média fica por volta de 95,5% ou seja 4,5% de perdas. Este será o valor utilizado no cálculo da potência do gerador.

As perdas nos condutores neste momento serão definidas em 1%, este é o valor máximo que será admitido ao dimensionar os condutores. Os módulos utilizados no projeto serão do fabricante Axitec, modelo AC-260P/156-60S, com potência de 260 W. O modelo tem rendimento inicial de 97%, e de 85% após 25 anos. Valores intermediários devem ser obtidos pela reta de rendimento fornecida na folha de dados do módulo (contida nos anexos). O ponto médio da reta vale 91%, portanto depois de 12,5 anos o rendimento do módulo terá caído 6%. Este vai ser o valor adotado para as perdas por degradação ao longo do tempo por ser um valor médio ao longo do prazo de 25 anos.

Perdas adicionais por alta temperatura foram estimadas utilizando o coeficiente de perda de potência encontrado na folha de dados do módulo, este coeficiente vale -0,42% por cada grau Celsius acima da temperatura de teste padrão do módulo, que é 25° C. A temperatura de operação nominal do módulo é, segundo a sua folha de dados, 45° C, portanto são 20° C acima da temperatura de teste padrão, totalizando 8,4% de perdas por temperatura. Este valor foi aproximado para 8,5% para simplificação de cálculos. Somando todas as perdas consideradas, é determinado  $FP = 0,2$ . Com todos os valores definidos, é calculado a potência de pico do gerador:

$$P_G = \frac{E_{cons} - E_{disp}}{H_{SP} \times (1 - F_p)} = \frac{16,666 - 1,666}{5,14 \times (1 - 0,20)} = 3,648 \text{ kWp}$$

Através da Equação 3.2 encontramos a quantidade de módulos necessários.

$$n_M = \frac{P_G}{P_M} = \frac{3648}{260} = 14,03$$

Aproximando para 14, a potência final do gerador fica em 3640 kWp. A área total do sistema tem aproximadamente 23 m<sup>2</sup>, facilmente adequado na unidade consumidora.

O modelo do inversor de frequência escolhido é o Galvo 3.0-1, monofásico, com potência nominal de 3 kW, com transformador interno que isola o circuito CC do circuito CA. A tensão nominal do inversor é de 230 V, mas opera normalmente em 220, pois tem uma faixa de tolerância. Sua fase deve ser ligada em uma fase da rede, e seu neutro deve ser ligado com outra fase, desta maneira o referencial do inversor é definido por uma das fases da rede. Com a escolha deste modelo, através da Equação 3.3 obtemos o valor de FDI.

$$FDI = \frac{P_{INV}}{P_G} = \frac{3 \text{ kW}}{3,640 \text{ kW}} = 0,825$$

Este valor está dentro do intervalo apresentado no capítulo 3, portanto há pouca probabilidade de haver cortes de potência devido à sobrecarga. O inversor tem eficiência máxima de 96,1 %, a Figura 24, retirada da folha de dados do inversor, contida nos anexos, mostra a sua curva de eficiência.

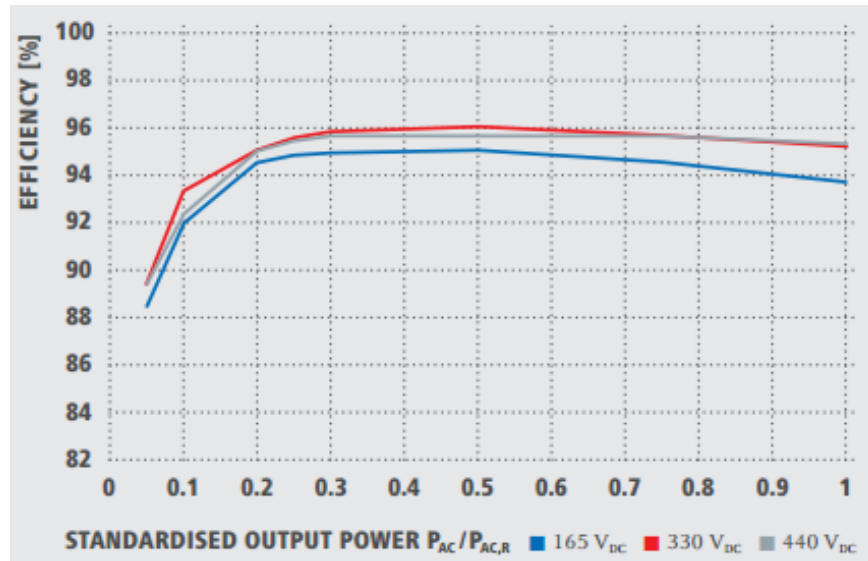


Figura 24: Curva de eficiência do Fronius Galvo 3.0-1.

Pela imagem fica claro que um valor intermediário de tensão de entrada traz maior eficiência ao equipamento, e que ele mantém altos valores de eficiência mesmo para um carregamento de 10 %.

O arranjo do sistema foi inicialmente disposto em 2 fileiras em paralelo de 7 módulos cada, como a tensão nominal de cada módulo é de 30,92 V, cada fileira tem aproximadamente 216 V entre seus terminais. Como dito no Capítulo 3, a tensão da fileira deve respeitar a tensão máxima de entrada do inversor, pela Equação 3.4 é possível averiguar esta condição, lembrando que a tensão máxima do módulo é a tensão de circuito aberto para a menor temperatura possível do local, corrigida pelo respectivo coeficiente de temperatura que se encontra na folha de dados do módulo.

$$V_{ocTmin} \times n_{Ms} < V_{invmax}$$

$$39,71 \times 7 < 550$$

$$277,97 < 550$$

A mínima temperatura adotada foi de 10° C, esta temperatura não é a do ambiente, e sim da célula, e para a célula chegar neste valor, a temperatura ambiente deve estar um pouco abaixo disso, o que é muito improvável considerando a localidade da unidade consumidora, portanto esta temperatura representa bem o extremo mínimo do local.

A tensão da fileira também tem que estar dentro da tensão de funcionamento MPPT do inversor, que para o modelo escolhido é de 165-440 V. Usando a equação 3.5 com os valores de tensão nominal corrigidos pelo coeficiente de temperatura para uma temperatura máxima de 75° C nas células, e 10° C de temperatura mínima é obtido os seguintes resultados:

$$V_{MPPTmin} < V_{Tmax} \times n_{Ms}$$

$$165 < 26,28 \times 7$$

$$165 < 183,96$$

E

$$V_{MPPTmax} > V_{Tmin} \times n_{Ms}$$

$$440 > 32,31 \times 7$$

$$440 > 226,7$$

As duas condições são satisfeitas, portanto mesmo para extremos de temperatura o inversor vai sempre funcionar no melhor ponto de potência.

Agora, pela Equação 3.6 é verificado se o número de fileiras escolhido é suportado pelo inversor, novamente a temperatura máxima adotada foi 75° C. A corrente máxima que o inversor admite em sua entrada e a corrente de curto circuito do módulo são encontradas em suas respectivas folhas de dados, anexadas a este trabalho.

$$n_F = \frac{I_{invmax}}{I_{scTmax}}$$

$$n_F = \frac{19,8}{9,19}$$

$$n_F = 2,155$$

Esta condição também foi satisfeita, o inversor suporta no máximo 2,15 fileiras, e o sistema projetado tem duas. Com as quatro condições respeitadas, o arranjo definido inicialmente está em conformidade com o funcionamento do inversor de frequência, portanto nenhuma alteração é necessária.

#### **4.1.4 - Dispositivos de Segurança e Condutores Adotados**

O módulo escolhido já contém internamente 3 diodos de desvio, portanto não é necessário adicionar outros, porém, para efeito de apresentação, será especificado um diodo que poderia ser utilizado no caso do módulo não o ter. Seguindo as condições expostas no capítulo 3 o diodo deve ter a tensão inversa maior do que a tensão de circuito aberto do módulo para a menor temperatura de operação, e tem que suportar a corrente de curto circuito do módulo para a maior temperatura.

A tensão de circuito aberto para 10° C é 39,71 V e a corrente de curto circuito para 75° C é 9,19 A, o diodo de desvio escolhido é o modelo 15SQ045 da fabricante Thinki Semiconductor [25], ele tem tensão reversa de 45 V, e suporta correntes elétricas de até 15 A, portanto está dentro dos limites mencionados.

Como o sistema só tem duas fileiras, o diodo de bloqueio não seria necessário para a proteção dos módulos, isto porque a máxima corrente que pode fluir inversamente é a corrente de curto circuito, que está abaixo do limite do módulo, não representando risco a ele, porém como explicado no capítulo 3, é interessante ter o diodo de bloqueio para que a fileira sombreada não se comporte como carga e receba potência que seria direcionada para a verdadeira carga.

O diodo de bloqueio a ser especificado deve suportar a corrente de curto circuito do módulo para maior temperatura do local, e ter tensão inversa máxima de no mínimo duas vezes a tensão de circuito aberto da fileira, corrigido para a menor temperatura. Como já mostrado acima a corrente de curto é 9,19 A e a tensão de circuito aberto da fileira é 277,97 V, multiplicando esta última por 2, temos 555,94 V. O diodo escolhido é o 16A8C da série TO-220AB, do fabricante Master Instrument Corporation [26], ele tem tensão reversa máxima de 800 V e suporta correntes de até 16 A, modelo já com dissipador de calor acoplado, queda de tensão no sentido direto de 1,1 V, de 3 pinos, contendo 2 diodos no encapsulamento, como mostrado na Figura 25.



Figura 25: Esquema elétrico do diodo 16A8C [26].

O sistema não necessita de fusíveis de fileira, pois como explicado acima a corrente máxima que pode fluir inversamente no módulo é a corrente de curto circuito, que está abaixo do limite do módulo.

O dimensionamento dos cabos foi feito seguindo a NBR 5410[21], e no caso dos cabos de fileiras, foi utilizada também a IEC 60364-7-712 [27], que diz que os condutores de fileiras devem suportar no mínimo 1,25 vezes a corrente de curto circuito. Como já calculado anteriormente a corrente de curto circuito vale 9,19 A, portanto os condutores devem suportar 11,49 A. Os módulos já vêm com cabos de 1,1 m, com secção de 4 mm<sup>2</sup>, para ligação entre eles, porem o cabo principal CC que liga a o gerador até o inversor deve ser dimensionado. Adotando uma secção de 6 mm<sup>2</sup> é verificado pelo método da capacidade de corrente, que o condutor suporta a corrente total que entra no inversor. Considerando a distância do gerador até o inversor de 10 m, corrente nominal corrigida para a temperatura de operação padrão (45° C) valendo 17 A, e tensão nominal da fileira também corrigida pela temperatura com o valor de 203,42 V, é calculada a queda de tensão até o inversor através da Equação 3.7.

$$S_{min} = \rho * \frac{d * I}{\Delta V * V}$$

$$6 = 0,0206 * \frac{20 * 17}{\Delta V * 203,42}$$

$$\Delta V = 0,57 \%$$

A queda de tensão então vale 1,15 V, multiplicando pela corrente no condutor, de 17 A, temos uma perda de potência de 19,55 W, ou 0,53% em relação a potência do gerador, portanto o condutor CC que liga o gerador até o inversor tem 6 mm<sup>2</sup> com isolamento EPR (Borracha de Etileno Propileno).



Os cabos o lado CA são dimensionados de maneira análoga, e para secção de 6mm<sup>2</sup> é calculado uma queda de tensão de 0,51%, ou 1,12 V, multiplicando pela corrente nominal de saída do inversor, 13 A, temos uma perda de potência de 14,5 W, que vale 0,4% da potência do gerador, neste caso é definido para o lado CA da instalação condutor com secção de 6 mm<sup>2</sup>, com isolamento EPR.

Somando as duas perdas de potência em condutores, tanto a do lado CC e do lado CA do circuito, temos um total de 0,93%, abaixo do limite de 1% definido anteriormente.

O disjuntor do lado CC tem 20 A, modelo 5SY5 220-7 da Siemens [28], e o do lado CA 20 A, modelo 5SY4 220-7 [28] também da Siemens, desta forma ambos têm corrente de atuação maior que a corrente de operação normal do circuito e menor do que a corrente máxima suportada pelos condutores. Como o inversor de frequência já tem proteção interna contra sobre correntes, o disjuntor CC serve mais para manobras, mesmo assim seu uso é recomendável.

O dispositivo de proteção contra surtos (DPS) do lado CC é do fabricante Finder, modelo 7P.26.9.420.1020 [29], bipolar, específico para sistemas fotovoltaicos. O DPS do lado CA, é o modelo 5SD7 442-1 [30] da Siemens, bipolar. Ambos os modelos escolhidos respeitam as exigências da NBR 5410 quanto ao uso de DPS. O diagrama unifilar do sistema se encontra na secção de anexos.

## **4.2 - Estudo de Viabilidade Econômica**

O estudo de viabilidade econômica é feito utilizando os cálculos do VPL, TIR e Payback. Para tal é necessário construir o fluxo de caixa do investimento.

A receita do fluxo de caixa é o que o consumidor deixa de pagar para empresa fornecedora de energia, a ANEEL atualiza todo ano o valor da tarifa de energia, portanto a receita do fluxo de caixa tem que ser reajustada anualmente. A porcentagem de reajuste futura é de difícil previsão, o cenário energético no país hoje é de queda de consumo devido a recessão econômica, porém o nível dos reservatórios de usinas hidrelétricas não está alto, desta maneira se o país entrar em uma nova fase de crescimento econômico, as tarifas podem aumentar rapidamente.

Foi determinado que a média da variação passada da tarifa será utilizada como variação futura, para isso através de dados da ANEEL [31] foi confeccionada a Figura 26, que mostra a

evolução do preço da tarifa de energia elétrica cobrada pela ELFSM desde 2005 até 2016. A curva azul, representa o preço da tarifa de energia, e a curva amarela é a reta média da variação da tarifa.

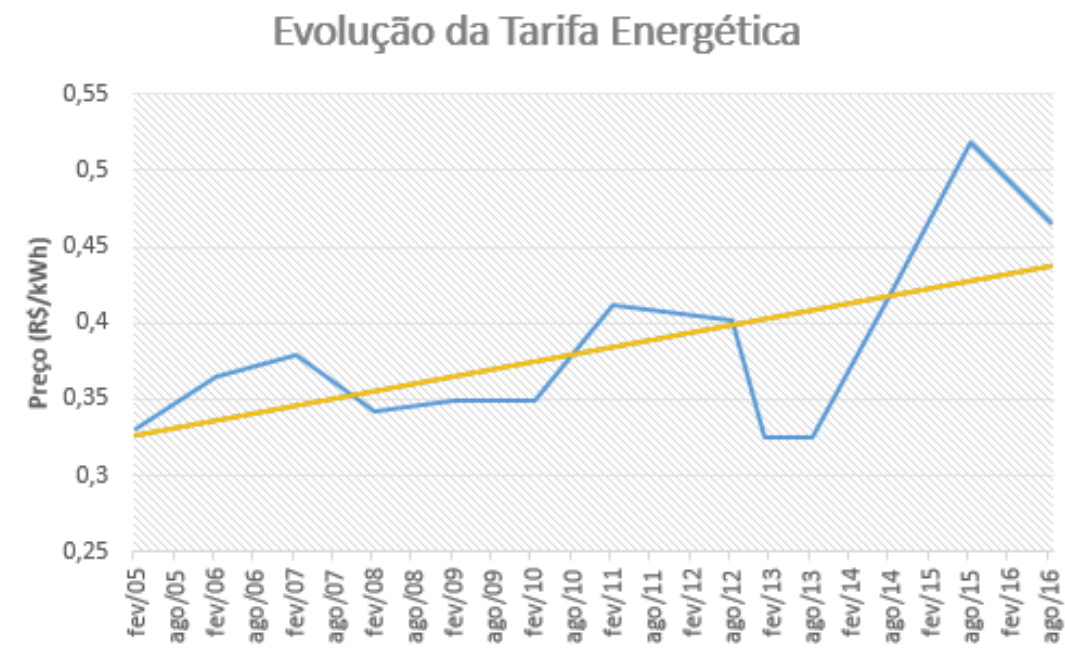


Figura 26: Evolução do preço da tarifa cobrada pela ELFSM.

A média anual da variação do custo da energia foi de aproximadamente 3%, e apesar de variações passadas não implicarem nas mesmas variações no futuro, este valor foi utilizado para cálculo do fluxo de caixa, representando o aumento ao longo dos anos da receita do investimento. O custo dos equipamentos foi definido através de consulta a distribuidores, o inversor tem preço médio de 6 mil reais, e o módulo 800 reais cada, somando com os dispositivos de segurança, o custo dos equipamentos fica em um total de 19 mil reais. A instalação costuma no mercado ser cobrada em porcentagem do custo dos equipamentos, em torno de 15%, portanto o custo total do projeto é de 21.850 reais.

Foi modelado dois casos para análise, o primeiro, Caso A, considera a cobrança de ICMS pago hoje pela unidade consumidora, foi considerado apenas 50% do valor atual pois nem toda energia consumida vai vir da rede local, e sim do gerador próprio, apenas a noite o consumo irá depender da rede. O segundo, Caso B, inexistente a cobrança de ICMS. As Tabelas 6 e 7 mostram os fluxos de caixas para o Caso A e B, respectivamente, onde as receitas são os valores deixados de serem pagos a concessionária e as despesas são o investimento inicial

(apenas para o ano 1), mais os impostos. O resultado operacional é a diferença entre receitas e despesas, e representa apenas o resultado do ano especificado.

	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
RECEITAS	R\$ 3.623,83	R\$ 3.732,54	R\$ 3.844,52	R\$ 3.959,86	R\$ 4.078,65	R\$ 4.201,01	R\$ 4.327,04	R\$ 4.456,85	R\$ 4.590,56	R\$ 4.728,28
DESPESAS	R\$ 22.302,98	R\$ 466,57	R\$ 480,56	R\$ 494,98	R\$ 509,83	R\$ 525,13	R\$ 540,88	R\$ 557,11	R\$ 573,82	R\$ 591,03
RES. OPER	-R\$ 18.679,15	R\$ 3.265,98	R\$ 3.363,96	R\$ 3.464,88	R\$ 3.568,82	R\$ 3.675,89	R\$ 3.786,16	R\$ 3.899,75	R\$ 4.016,74	R\$ 4.137,24
	ANO 11	ANO 12	ANO 13	ANO 14	ANO 15	ANO 16	ANO 17	ANO 18	ANO 19	ANO 20
RECEITAS	R\$ 4.870,13	R\$ 5.016,23	R\$ 5.166,72	R\$ 5.321,72	R\$ 5.481,37	R\$ 5.645,81	R\$ 5.815,19	R\$ 5.989,64	R\$ 6.169,33	R\$ 6.354,41
DESPESAS	608,77	R\$ 627,03	R\$ 645,84	R\$ 665,21	R\$ 685,17	R\$ 705,73	R\$ 726,90	R\$ 748,70	R\$ 771,17	R\$ 794,30
RES. OPER	R\$ 4.261,36	R\$ 4.389,20	R\$ 4.520,88	R\$ 4.656,51	R\$ 4.796,20	R\$ 4.940,09	R\$ 5.088,29	R\$ 5.240,94	R\$ 5.398,17	R\$ 5.560,11
	ANO 21	ANO 22	ANO 23	ANO 24	ANO 25					
RECEITAS	R\$ 6.545,04	R\$ 6.741,39	R\$ 6.943,64	R\$ 7.151,94	R\$ 7.366,50					
DESPESAS	R\$ 818,13	R\$ 842,67	R\$ 867,95	R\$ 893,99	R\$ 920,81					
RES. OPER	R\$ 5.726,91	R\$ 5.898,72	R\$ 6.075,68	R\$ 6.257,95	R\$ 6.445,69					

Tabela 6: Fluxo de caixa do projeto para Caso A.

	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
RECEITAS	R\$ 3.623,83	R\$ 3.732,54	R\$ 3.844,52	R\$ 3.959,86	R\$ 4.078,65	R\$ 4.201,01	R\$ 4.327,04	R\$ 4.456,85	R\$ 4.590,56	R\$ 4.728,28
DESPESAS	R\$ 21.850,00									
RES. OPER	-R\$ 18.226,17	R\$ 3.732,54	R\$ 3.844,52	R\$ 3.959,86	R\$ 4.078,65	R\$ 4.201,01	R\$ 4.327,04	R\$ 4.456,85	R\$ 4.590,56	R\$ 4.728,28
	ANO 11	ANO 12	ANO 13	ANO 14	ANO 15	ANO 16	ANO 17	ANO 18	ANO 19	ANO 20
RECEITAS	R\$ 4.870,13	R\$ 5.016,23	R\$ 5.166,72	R\$ 5.321,72	R\$ 5.481,37	R\$ 5.645,81	R\$ 5.815,19	R\$ 5.989,64	R\$ 6.169,33	R\$ 6.354,41
DESPESAS										
RES. OPER	R\$ 4.870,13	R\$ 5.016,23	R\$ 5.166,72	R\$ 5.321,72	R\$ 5.481,37	R\$ 5.645,81	R\$ 5.815,19	R\$ 5.989,64	R\$ 6.169,33	R\$ 6.354,41
	ANO 21	ANO 22	ANO 23	ANO 24	ANO 25					
RECEITAS	R\$ 6.545,04	R\$ 6.741,39	R\$ 6.943,64	R\$ 7.151,94	R\$ 7.366,50					
DESPESAS										
RES. OPER	R\$ 6.545,04	R\$ 6.741,39	R\$ 6.943,64	R\$ 7.151,94	R\$ 7.366,50					

Tabela 7: Fluxo de caixa do projeto para Caso B

#### 4.2.1 - Cálculo do VPL

O VPL foi calculado utilizando com TMA de 10%. Como já foi explicado, a definição da TMA é uma decisão pessoal, depende da capacidade de acesso da pessoa ao sistema financeiro ou outros tipos de investimentos alternativos. O valor escolhido no trabalho está em linha com o rendimento de investimentos em renda fixa acessível para a maioria das pessoas, como o Certificado de Depósito Bancário (CDB) ou Letra de Crédito Imobiliário (LCI), algumas pessoas podem de fato ter acesso a rendimentos melhores, mas de maneira geral este valor representa bem o indivíduo que costuma optar por gerar sua própria energia. Utilizando a Equação 3.8 é calculado o VPL para ambos os casos.

O resultado do Caso A, para um prazo de 25 anos, TMA de 10%, foi de R\$ 18.348,62, valor positivo, mostrando que é um projeto rentável.

O resultado do Caso B, também para um prazo de 25 anos e TMA de 10%, foi de R\$ 24.091,27, valor 31% maior do que o Caso A.

#### **4.2.2 - Cálculo da TIR**

A TIR é calculada como mostrado na Equação 3.9, como já é sabido que o VPL é positivo para os dois casos analisados, a TIR necessariamente tem que ser maior que a TMA, no caso 10%.

Fazendo o cálculo para prazo de 25 anos e fluxo de caixa mostrado na Tabela 6, temos como resultado para o Caso A, TIR de aproximadamente 20 %, neste caso para qualquer valor de TMA abaixo de 20% temos um projeto viável.

Para o Caso B, com prazo de 25 anos, e fluxo de caixa mostrado na Tabela 7, o resultado da TIR é 23,20 %, o que significa que sem a cobrança de ICMS o projeto pode ter a TMA um pouco maior do que 20 % e ainda ser lucrativo.

#### **4.2.3 - Cálculo do Tempo de Retorno**

Para cálculo do tempo de retorno (*Payback*) não foi utilizado 10% como taxa de desconto, e sim a inflação de preços anual. O motivo da escolha da inflação como taxa de desconto, foi por fazer mais sentido descontar o quanto o dinheiro se desvaloriza ao longo do tempo, já que o objetivo é calcular apenas o tempo de retorno, e não fazer uma comparação com outro investimento alternativo. Foi adotado um valor futuro de inflação de 5%, este valor está no mesmo patamar da inflação atual do país, e não há garantia nenhuma que irá continuar do mesmo modo, porém, em vista da percepção das pessoas e da classe política de que a alta inflação dos últimos anos foi prejudicial ao país, é de se esperar que haja uma vigilância e controle da inflação próximo ao centro da meta, que é de 4,5%.

Considerando o fluxo de caixa da Tabela 6, e taxa de desconto de 5%, o cálculo do tempo de retorno para o Caso A fica em 7,32 anos, ou 7 anos e 4 meses.

Agora analisando o Caso B, com fluxo de caixa da Tabela 7, taxa de desconto de 5%, o tempo de retorno fica em aproximadamente 6 anos e 4 meses, 13,3% menor em comparação com o Caso A.

#### **4.2.4 - Comparação Entre Investimentos**

A comparação entre investimentos foi feita com base em algumas considerações. Primeiramente para a situação onde o investidor prefere aplicar seu capital em um investimento financeiro genérico:

- i. O resultado do investimento financeiro é dado pela subtração entre o capital final (R\$ 21.850,00 mais os rendimentos somados ao longo de 25 anos), e o total a ser pago pela energia elétrica consumida ao longo desses mesmos 25 anos.
- ii. Foi considerado reajuste anual de 3% na tarifa de energia;
- iii. São utilizadas 3 diferentes taxas de juros anuais como rendimento, 10%, 7,5% e 5%;

As considerações para o caso onde o investidor optou em usar o seu capital para comprar e instalar um sistema fotovoltaico são as seguintes:

- i. Todo o valor anual economizado por não ter que pagar pela fatura de energia, será capitalizado, ou seja não será consumido;
- ii. Foi considerado reajuste anual de 3% na tarifa de energia;
- iii. É considerado duas situações, Caso A, onde existe a incidência de ICMS, e Caso B, onde inexistente esta cobrança;
- iv. Ao final de 25 anos, o valor dos equipamentos foi considerado nulo, pois já estariam muito degradados, e não teriam valor de venda no mercado.

A Tabela 8 mostra o resultado para o investimento em energia fotovoltaica e para o investimento no mercado financeiro.

Rend. Líquido (a.a)	Projeto Solar A	Projeto Solar B	Invest. Genérico
10%	R\$ 93.756,97	R\$ 110.272,23	R\$ 104.616,09
7,5%	R\$ 93.756,97	R\$ 110.272,23	R\$ 1.126,49
5%	R\$ 93.756,97	R\$ 110.272,23	-R\$ 58.130,37

*Tabela 8: Comparação entre investimentos.*

Pela Tabela 8 acima é possível concluir como a taxa de juros tem influência na decisão de investimentos. Para um cenário de juros altos, como por exemplo o que estamos vivendo no momento no Brasil, os rendimentos conseguidos através de investimentos financeiros são elevados, considerados neste trabalho em 10%. Nesta situação, o Caso A teve saldo final 10,38% menor do que o investimento financeiro, e o Caso B, 5,40% maior.

Para um cenário de taxa de juros intermediárias (7,5%), os sinais para o investidor se alteram drasticamente. O investimento genérico teve saldo líquido de apenas R\$ 1.124,49, isto porque o rendimento ao longo dos 25 anos foi praticamente o mesmo do que os gastos com energia elétrica. Neste cenário, o investimento em energia fotovoltaica já se mostra muito vantajoso para ambas as situações analisadas.

Por último temos o cenário onde a taxa de juros é baixa, conseqüentemente os rendimentos do mercado financeiro também são baixos (5%). O investimento financeiro teve ao final do prazo, saldo líquido de -R\$ 58.130,37, comparando com o projeto solar, temos diferença de mais de R\$ 150.000,00 tanto para o Caso A, quanto para o Caso B.

## 5 CONCLUSÃO

O projeto dimensionado no trabalho atende a todos os requisitos técnicos para perfeito funcionamento do gerador fotovoltaico. O inversor de frequência escolhido tem registro no INMETRO, e se adequa a potência do gerador. Todos os dispositivos de segurança e condutores foram dimensionados e especificados em conformidade com a NBR 5410.

A análise econômica foi feita levando em consideração duas situações, uma onde há a incidência de ICMS sobre a energia vinda da distribuidora, e outra onde não há. Para o VPL, a cobrança do ICMS causou uma criação de valor menor para o investidor, o que para alguns pode ser suficiente para não seguir nesta empreitada. No caso da TIR, sem a cobrança do ICMS foi conseguido um resultado melhor, o que na prática significa que projetos mais arriscados, e que conseqüentemente tenham uma TMA maior, podem ser levados adiantes.

O tempo de retorno, teve uma diferença de 1 ano entre as duas situações, não é uma diferença expressiva, porém pequenos investidores não costumam se adequarem a investimentos com prazo longo de retorno, por isso, para algumas pessoas, 1 ano a mais pode significar um risco maior que não estão dispostos a correr. No caso específico deste projeto há a incidência de ICMS, portanto o tempo de retorno é de 7 anos e 4 meses, considerado satisfatório.

A comparação entre investimentos, mostrou que para cenário de juros altos, projetos de micro geração fotovoltaica com potência igual ou similar a deste trabalho, não são tão vantajosos economicamente, para este caso existem investimentos financeiros que trazem resultados similares ao do projeto estudado. Isto muda drasticamente se os juros da economia nacional forem menores, neste cenário a energia fotovoltaica se mostra muito rentável, superando facilmente os resultados dos investimentos financeiros. Concluo que o fato da energia fotovoltaica ser muito mais difundida na Europa, e Estados Unidos, se deve também aos baixos juros da economia destes países, e não apenas ao fácil e menos custoso acesso à tecnologia.

O uso da energia solar ainda tem desafios pela frente, no Brasil, como já dito alguns estados ainda cobram ICMS pela energia recebida pela concessionária, o que reduz consideravelmente o retorno do investimento, o desafio neste caso é convencer os governantes e legisladores a importância do incentivo a geração distribuída, tanto pela questão ambiental, quanto para diversificação da matriz energética do país. O custo dos equipamentos, apesar de

estar em queda a muitos anos, ainda pode ser proibitivo para as camadas da população que estão em condições econômicas pouco favoráveis.

Há desafios, mas também há muito espaço a ser ganho. Se nos próximos anos, o custo dos sistemas fotovoltaicos continuarem a cair no mercado internacional, e se novos fabricantes se instalarem no país, juntamente com a melhora da economia doméstica, muitas famílias que hoje não estão enquadradas como possíveis produtores de energia, poderão se enquadrar e aumentar o mercado consumidor desta tecnologia de forma acentuada.



## BIBLIOGRAFIA

- [1] Solar Power Europe, Global Market Outlook, 2016.
- [2] Bloomberg Finance LP, New Energy Outlook, 2016.
- [3] CRESESB-CEPEL, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014.
- [4] UFPE-CEPEL, Atlas Solarimétrico do Brasil, 2000.
- [5] SWERA, Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2006.
- [6] Molecular Expressions, Solar Cell Operation, disponível em:  
<http://micro.magnet.fsu.edu/primer/java/solarcell/index.html>. Acesso em 08/01/2017.
- [7] PEREIRA BRAGA, Renata. Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações. Projeto de Graduação – UFRJ, 2008.
- [8] Nota Técnica da EPE, Análise de Inserção de Geração Solar na Matriz Solar Elétrica Brasileira, 2012.
- [9] BRASIL, Artigo 14 do Decreto de Lei nº 5.163. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. 2004.
- [10] ANEEL, Resolução Normativa N° 482, 2012.
- [11] ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3, Acesso ao Sistema de Distribuição, 2015.
- [12] ANEEL, Cadernos Temáticos ANEEL, Micro e Minigeração Distribuída, Sistema de Compensação de Energia Elétrica, 2ª Edição, 2016.
- [13] EcoPlanetenergy, Soluções em Energia Renovável. Disponível em  
<http://www.ecoplanetenergy.com/pt-br/sobre-eco-energia/visao-geral/energia-hibrida/>. Acesso em 12/02/2017.
- [14] Sevenia, Soluções Inteligentes em Energia. Disponível em  
<http://www.sevenia.com.br/distributed-energy/>. Acesso em 12/02/2017.
- [15] Fundação Getúlio Vargas – FGV, Recursos Energéticos Distribuídos, 2016.

- [16] ANTONIO DOS SANTOS SERRÃO, Marcos. Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para uma casa de veraneio em Pouso da Cajaíba - Paraty. Projeto de Graduação – UFRJ, 2010.
- [17] CRESESB-CEPEL. Disponível em <http://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>
- [18] ELFSA S.A, Norma de Fornecimento de Energia Elétrica, 2014.
- [19] PEREIRA, Osvaldo; GONÇALVES, Felipe. Dimensionamento de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica: Estudo de Caso do Sistema Tubarão – SC. Revista Brasileira de Energia, Vol 14, N° 1, páginas 25-45, 1° semestre de 2008.
- [20] BATISTA DIAS, João. Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para Otimização do Fator de Dimensionamento. Tese – UFRGS, 2006.
- [21] GREENPRO, Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação, 2004.
- [22] Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT - NBR 5410 - 2ª edição, Instalações Elétricas de Baixa Tensão, 2004.
- [23] ASSAF, NETO, Alexandre, Matemática Financeira e suas Aplicações. 12ª Edição, Editora Atlas, 2012.
- [24] KEYNES, J. M. The General Theory of Employment, Interest, and Money. Macmillan, 1936.
- [25] Folha de Dados do Diodo 15SQ045, Thinki Semiconductor. Disponível em <http://pdf1.alldatasheet.com/datasheet-pdf/view/694629/THINKISEMI/15SQ045.html>
- [26] Folha de Dados do Diodo 16A8C, série TO-220AB, Master Instrument Corporation. Disponível em <http://micindia.com:8080/micindia/productSearch.jsp?index=5&prodCat=542&prodSubCat1=&prodSubCat2=&partNo=>
- [27] International Standard, Electrical Installations of Buildings, Solar photovoltaic (PV) Power Supply Systems, International Electrotechnical Commission, 2002.
- [28] Folha de Dados do Disjuntor 5SY5 220-7, Siemens. Disponível em [https://w3.siemens.com.br/buildingtechnologies/br/pt/produtos-baixa-tensao/protecao-eletrica/Minidisjuntores/Documents/Catalogo-5SY4e5\\_AGO-12.pdf](https://w3.siemens.com.br/buildingtechnologies/br/pt/produtos-baixa-tensao/protecao-eletrica/Minidisjuntores/Documents/Catalogo-5SY4e5_AGO-12.pdf)
- [29] Folha de Dados do DPS, modelo 7P.26.9.420.102, Finder. Disponível em <https://gfinder.findernet.com/assets/Series/389/S7PPT.pdf>

[30] Folha de dados do DPS 5SD7 442-1, Siemens. Disponível em [https://w3.siemens.com.br/buildingtechnologies/br/pt/produtos-baixa-tensao/protecao-eletrica/dps/Documents/FICHAS%20TECNICAS\\_DPS.pdf](https://w3.siemens.com.br/buildingtechnologies/br/pt/produtos-baixa-tensao/protecao-eletrica/dps/Documents/FICHAS%20TECNICAS_DPS.pdf)

[31] ANEEL, Website. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/tarifas>

# ANEXO I – FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO



AC-260P/156-60S  
AC-265P/156-60S  
AC-270P/156-60S

www.axitecsolar.com.br

**AXITEC**  
high quality german solar brand

## AXIpower

60 células / policristalino  
Módulos fotovoltaicos de alto rendimento



engenharia alemã-brasileira

Vantagens:



Garantia de fabricação de 12 anos



Desempenho máximo dos módulos solares AXITEC através de qualidade altíssima dos materiais e utilização de tecnologias de produção "estado de arte"



Tolerância de potência positiva garantida de -0/+5 Wp



Carga máxima de 5400 Pa



100 % teste de electroluminescência



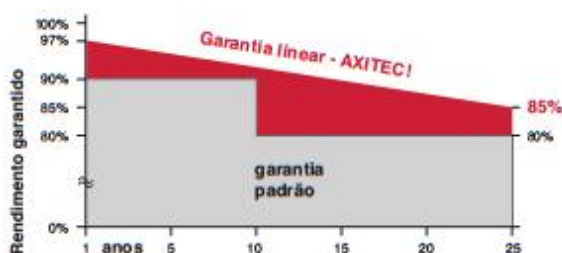
Máxima estabilidade baseada na construção de moldura em alumínio com sistema AXITEC-Soft-Grip



Caixa de conexão e sistema de conectores de alta qualidade

**Garantia linear exclusiva de AXITEC de máximo rendimento!**

- Garantia de 15 anos para 90% de potência nominal
- Garantia de 25 anos para 85% de potência nominal



axitec solar 80P156BR140520A



**PROCEL**  
PROGRAMA NACIONAL  
DE CONSERVAÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA

Axitec do Brasil - Salvador (BA) - Tel. 071-3379-5559 - Cel. 071-992-952-723 - e-mail: info@axitecsolar.com.br - web: axitecsolar.com.br

# ANEXO I – FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

**AXIpower**

AC-260P/156-60S  
AC-265P/156-60S  
AC-270P/156-60S

www.axitecsojar.com.br

**AXITEC**  
high quality german solar brand

distribuído por:



Certificação INMETRO



**Dados elétricos** (em condições de teste padrão (STC) irradiância 1.000 W/m<sup>2</sup> com espectro AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C)

Tipo	Potência nominal P <sub>mp</sub>	Tensão nominal U <sub>mp</sub>	Corrente nominal I <sub>mp</sub>	Corrente de curto-circuito I <sub>sc</sub>	Tensão de circuito aberto U <sub>oc</sub>	Eficiência de módulo
AC-260P/156-60S	260 Wp	30,92 V	8,43 A	9,01 A	38,00 V	16,0 %
AC-265P/156-60S	265 Wp	30,98 V	8,60 A	9,20 A	38,16 V	16,3 %
AC-270P/156-60S	270 Wp	31,12 V	8,71 A	9,25 A	38,21 V	16,6 %

## Estrutura

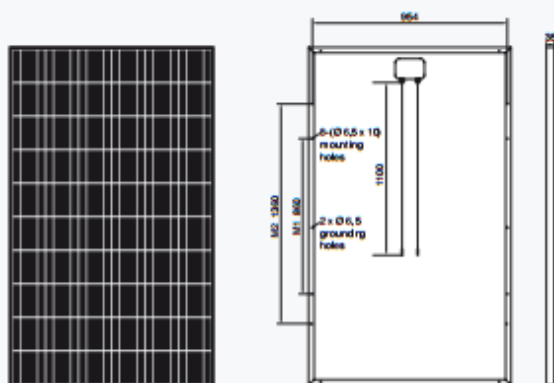
Frente	vidro temperado e de baixa reflexão, 3,2 mm
Célula	60 células de silício policristalino de alta potência 156 mm x 156 mm (6")
Verso	película posterior resistente às intempéries (branca)
Moldura	35 mm moldura de alumínio (cor de prata, anodizado)

## Dados mecânicos

C x L x A	1640 x 992 x 35 mm
Peso	18,0 kg com moldura

## Conexão

Caixa de conexão	grau de proteção IP67 com (3 diodos de derivação)
Cabo	ca. 1,1 m, 4 mm <sup>2</sup>
Sistema de conectores	grau de proteção IP67



Todas medidas em mm

## Valores limite

Tensão do sistema	1000 VDC
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/- 2K
Máxima de carga	5400 Nm <sup>2</sup>
Corrente reversa	16,0 A
Temperatura de operação permitida	-40°C até +85°C

(Não podem ser aplicadas ao módulo tensões externas maiores que U<sub>oc</sub>)

\*NOCT, irradiância 800 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5; velocidade de vento 1 m/s

## Coefficiente de temperatura

Tensão U <sub>oc</sub>	-0,30 %/K
Corrente I <sub>sc</sub>	0,04 %/K
Potência P <sub>mp</sub>	-0,42 %/K

## Comportamento com luz fraca (Exemplo AC-260P/156-60S)

Irradiância Característica	Corrente	Tensão
200 W/m <sup>2</sup>	1,70 A	30,10 V
400 W/m <sup>2</sup>	3,42 A	30,15 V
600 W/m <sup>2</sup>	5,41 A	30,52 V
800 W/m <sup>2</sup>	6,82 A	30,86 V
1000 W/m <sup>2</sup>	8,43 A	30,92 V

## Embalagem

Módulos Solares por pallet	30x unidades
Módulos Solares por Container (40'HC)	840x unidades

Podem ocorrer sem a visão prévia alterações nas especificações dos dados técnicos.  
Todos os direitos reservados.

Tolerâncias das medidas +/-3%

## ANEXO II – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



SHIFTING THE LIMITS

# FRONIUS GALVO

/ The future-proof inverter for small self-consumption systems.



/ SnapInverter Technology



/ HF transformer switchover



/ Integrated data communication



/ Smart Grid Ready



/ Zero feed-in



/ With power categories ranging from 1.5 to 3.1 kW, the Fronius Galvo is perfect for households – and is especially suitable for self-consumption systems. The integrated energy management relay allows the self-consumption component to be maximised. A host of other smart features make the Fronius Galvo one of the most future-proof inverters in its class: for example, the integrated datalogging, the simple connection to the internet by WLAN, or the plug-in card technology for retrofitting additional functions.

### TECHNICAL DATA FRONIUS GALVO

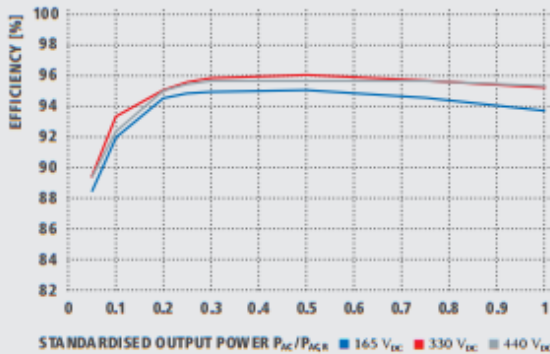
INPUT DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 <sup>1)</sup>	GALVO 3.1-1
Max. input current ( $I_{dc,max}$ )	13.3 A	17.8 A	16.6 A	19.8 A	20.7 A
Max. array short circuit current	20.0 A	26.8 A	24.8 A	29.6 A	31.0 A
Min. input voltage ( $U_{dc,min}$ )		120 V		165 V	
Feed-in start voltage ( $U_{dc,start}$ )		140 V		185 V	
Nominal input voltage ( $U_{dc,N}$ )		260 V		330 V	
Max. input voltage ( $U_{dc,max}$ )		420 V		550 V	
MPP voltage range ( $U_{mpp,min} - U_{mpp,max}$ )		120 - 335 V		165 - 440 V	
Number of MPP trackers			1		
Number of DC connections			3		
Max. PV generator output ( $P_{dc,max}$ )	3.0 kW <sub>peak</sub>	4.0 kW <sub>peak</sub>	5.0 kW <sub>peak</sub>	6.0 kW <sub>peak</sub>	6.2 kW <sub>peak</sub>
OUTPUT DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 <sup>1)</sup>	GALVO 3.1-1
AC nominal output ( $P_{ac}$ )	1,500 W	2,000 W	2,500 W	3,000 W	3,100 W
Max. output power	1,500 VA	2,000 VA	2,500 VA	3,000 VA	3,100 VA
AC output current ( $I_{ac,nom}$ )	6.5 A	8.7 A	10.9 A	13.0 A	13.5 A
Grid connection (voltage range)			1-NPE 230 V (+17% / -20%)		
Frequency (frequency range)			50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Total harmonic distortion			< 4%		
Power factor ( $\cos \phi_{ac}$ )			0.85 - 1 ind. / cap.		
GENERAL DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 <sup>1)</sup>	GALVO 3.1-1
Dimensions (height x width x depth)			645 x 431 x 204 mm		
Weight		16.4 kg		16.8 kg	
Degree of protection			IP 65		
Protection class			1		
Overvoltage category (DC / AC) <sup>2)</sup>			2 / 3		
Night-time consumption			< 1 W		
Inverter concept			HF transformer		
Cooling			Regulated air cooling		
Installation			Indoor and outdoor installation		
Ambient temperature range			-25 - +50 °C		
Permitted humidity			0 to 100 %		
Max. altitude		2,000 m / 3,500 m (unrestricted / restricted voltage range)			
DC connection technology		3x DC+ and 3x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>			
AC connection technology		3-pin AC screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>			
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, AS 4777-2, AS 4777-3, AS3100, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 621 094-2, IEC 62116, IEC 61727, CER 06-190, CEI 0-21, EN 50438, G83, G59, NRS 097				

<sup>1)</sup> Available for countries where 3 kW restrictions apply. <sup>2)</sup> Testing to IEC 62109-1.

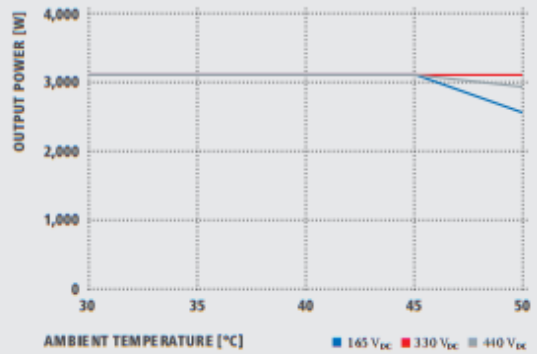
Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).

## ANEXO II – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR

### FRONIUS GALVO 3.1-1 EFFICIENCY CURVE



### FRONIUS GALVO 3.1-1 TEMPERATURE DERATING



### TECHNICAL DATA FRONIUS GALVO

EFFICIENCY	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 <sup>1</sup>	GALVO 3.1-1
Max. efficiency	95,9 %	96,0 %		96,1 %	
European efficiency (η <sub>EU</sub> )	94,5 %	94,9 %	95,2 %	95,4 %	95,4 %
η at 5 % P <sub>ACR</sub> <sup>2</sup>	84,5 / 86,0 / 86,0 %	84,2 / 86,1 / 85,9 %	88,6 / 89,6 / 89,4 %	88,2 / 89,2 / 89,1 %	88,4 / 89,4 / 89,4 %
η at 10 % P <sub>ACR</sub> <sup>2</sup>	87,5 / 89,7 / 89,6 %	89,6 / 91,4 / 91,3 %	91,2 / 92,3 / 91,4 %	91,8 / 93,1 / 92,1 %	91,9 / 93,3 / 92,3 %
η at 20 % P <sub>ACR</sub> <sup>2</sup>	91,3 / 93,3 / 93,1 %	92,6 / 94,3 / 93,9 %	94,0 / 94,8 / 94,5 %	94,4 / 95,0 / 94,9 %	94,5 / 95,0 / 95,0 %
η at 25 % P <sub>ACR</sub> <sup>2</sup>	92,4 / 94,1 / 93,9 %	93,3 / 94,9 / 94,5 %	94,5 / 95,1 / 95,0 %	94,8 / 95,5 / 95,3 %	94,8 / 95,5 / 95,4 %
η at 30 % P <sub>ACR</sub> <sup>2</sup>	93,0 / 94,6 / 94,3 %	93,6 / 95,2 / 94,9 %	94,8 / 95,5 / 95,3 %	94,8 / 95,7 / 95,6 %	94,9 / 95,8 / 95,6 %
η at 50 % P <sub>ACR</sub> <sup>2</sup>	93,9 / 95,5 / 95,2 %	94,3 / 95,8 / 95,2 %	95,0 / 95,7 / 95,2 %	95,0 / 96,0 / 95,5 %	95,0 / 96,1 / 95,6 %
η at 75 % P <sub>ACR</sub> <sup>2</sup>	94,2 / 95,6 / 95,4 %	94,0 / 95,9 / 95,6 %	94,8 / 95,9 / 95,6 %	94,6 / 95,8 / 95,6 %	94,5 / 95,6 / 95,6 %
η at 100 % P <sub>ACR</sub> <sup>2</sup>	94,0 / 95,9 / 95,6 %	93,5 / 95,6 / 95,5 %	94,4 / 95,7 / 95,5 %	93,9 / 95,4 / 95,3 %	93,7 / 95,2 / 95,3 %
MPP adaptation efficiency			> 99,9 %		

PROTECTION DEVICES	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 <sup>1</sup>	GALVO 3.1-1
DC insulation measurement		Warning/shutdown (depending on country setup) at R <sub>ISO</sub> < 400 kOhm			
Overload behavior		Operating point shift, power limitation			
DC disconnect		Included			
Reverse polarity protection		Yes			

INTERFACES	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 <sup>1</sup>	GALVO 3.1-1
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 inputs and 4 digital inputs/outputs		Interface to ripple control receiver			
USB (A socket) <sup>3</sup>		Data logging, inverter update via USB flash drive			
2x RS422 (RJ45 socket) <sup>3</sup>		Fronius Solar Net			
Signalling output <sup>4</sup>		Energy management (floating relay output)			
Data logger and Webserver		Included			
External input <sup>5</sup>		SO-Meter Interface / Input for overvoltage protection			
RS485		Modbus RTU SunSpec or meter connection			

<sup>1</sup> Available for countries where 3kW restrictions apply. <sup>2</sup> And at U<sub>app max</sub> / U<sub>dc</sub> / U<sub>app max</sub>. <sup>3</sup> Also available in the light version. Further information regarding the availability of the interfaces in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

### WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,700 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our record of over 800 granted patents is testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

v06 Apr 2016 EN

Fronius India Private Limited  
GAT no 312, Nanekarwadi  
Chakan, Taluka - Khed District  
Pune 410501  
India  
pv-sales-india@fronius.com  
[www.fronius.in](http://www.fronius.in)

Fronius Australia Pty Ltd.  
90-92 Lambeck Drive  
Tullamarine VIC 3043  
Australia  
pv-sales-australia@fronius.com  
[www.fronius.com.au](http://www.fronius.com.au)

Fronius UK Limited  
Maidstone Road, Kingston  
Milton Keynes, MK10 0BD  
United Kingdom  
pv-sales-uk@fronius.com  
[www.fronius.co.uk](http://www.fronius.co.uk)

Fronius International GmbH  
Froniusplatz 1  
4600 Wels  
Austria  
pv-sales@fronius.com  
[www.fronius.com](http://www.fronius.com)

## ANEXO III – DIAGRAMA UNIFILAR

