

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

RODRIGO JOSÉ FORMAGIO

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE MICROGERAÇÃO
UTILIZANDO ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM INSTALAÇÕES DE BAIXA
TENSÃO ASSOCIADA À TARIFA BRANCA

SÃO PAULO

2014

RODRIGO JOSÉ FORMAGIO

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE MICROGERAÇÃO
UTILIZANDO ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM INSTALAÇÕES DE BAIXA
TENSÃO ASSOCIADA À TARIFA BRANCA

Monografia apresentada como forma de avaliação final do curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética do Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da USP.

Orientador: Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoní

São Paulo
2014
RODRIGO JOSÉ FORMAGIO

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE MICROGERAÇÃO
UTILIZANDO ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM INSTALAÇÕES DE BAIXA
TENSÃO ASSOCIADA À TARIFA BRANCA**

Monografia apresentada como forma de avaliação final do curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética do Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da USP.

Aprovado em: _____

BANCA EXAMINADORA

Prof Dr. – Instituição

Prof Dr. – Instituição

Prof Dr. – Instituição

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Marilene e José Benedito, que sempre me apoiaram em meus estudos e a quem devo toda minha criação.

Aos meus irmãos, Lidiane e Júnior.

Aos meus amigos Leonardo, Marcos, Marcio e Thiago, que me ajudaram nos momentos de cansaço, seja em aventuras com nossas bicicletas ou em conversas descontraídas enquanto apreciávamos um bom café.

Aos amigos que fiz no curso de Energias Renováveis, Natã, Renato, Luiz e Paulo, que contribuíram com momentos de descontração durante o período de aulas e que ajudaram sempre que necessário.

Ao professor José Aquiles Baesso Grimoní pelo apoio e excelente orientação.

RESUMO

Este estudo tem objetivo de avaliar a viabilidade técnica e econômica de uma microgeração de energia solar fotovoltaica em instalações de baixa tensão associada à tarifa branca. Enquanto a tarifa convencional apresenta valor constante durante todo dia, a tarifa branca varia seu valor em função do horário. Existe aqui o conceito de posto tarifário: fora de ponta, intermediário e ponta. No posto fora de ponta, a tarifa branca é mais barata que a tarifa convencional. Nos postos intermediário e ponta, a tarifa branca é mais cara que convencional. A tarifa branca foi concebida de forma a reduzir o consumo no horário de ponta e ao mesmo gerar alguma economia para o consumidor. A proposta do estudo é utilizar um sistema fotovoltaico para produzir e armazenar energia durante o dia (fora de ponta), e utilizar esta energia armazenada durante à noite (intermediário e ponta), período este onde a tarifa branca é mais cara. Durante o dia, a instalação consumirá energia da rede, pois a tarifa é mais barata e o sistema fotovoltaico somente armazenará energia. Durante a noite, a instalação utilizará somente a energia armazenada. É sabido que os sistemas fotovoltaicos ainda são muito caros no Brasil. E ao mesmo tempo, o Brasil também apresenta altos índices de irradiação solar, variando em torno de 4 kWh/m² à 5 kWh/m² se utilizarmos o plano dos painéis na mesma inclinação da latitude. O estudo apresenta alguns cenários de forma a viabilizar o investimento em uma microgeração fotovoltaica se o consumidor optar pela tarifa branca.

Palavras chave: Sistema fotovoltaico, tarifa branca.

ABSTRACT

This monograph is to evaluate the technical and economic viability of a solar PV microgeneration in low voltage installations associated with the white tariff. While conventional tariff shows constant value throughout the day, the white tariff varies its value as a function of time. There is here the concept of tariff position: off-peak, intermediate and peak. Put in off-peak, the white tariff is cheaper than the conventional tariff. In the intermediate and peak, the white tariff is more expensive than conventional. The white tariff was designed to reduce consumption at peak hours and even generate some savings for the consumer. The purpose of this study is to use a photovoltaic system to generate and store energy during the day (off-peak), and use this stored energy at night (intermediate and peak), a period where the white tariff is more expensive. During the day, the facility will consume electricity from the grid, because the price is cheaper and the photovoltaic system will only store energy. During the evening, installation uses only the energy stored. It is known that PV systems are still very expensive in Brazil. And while Brazil also has high levels of solar radiation, ranging around 4 kWh/m^2 to 5 kWh/m^2 if we use the plane of the panels in the same tilt of latitude. The study will present some scenarios in order to facilitate investment in a photovoltaic microgeneration if consumers opt for the white tariff.

Key words: photovoltaic system, white tariff,

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Órbita da Terra em torno do Sol	12
Figura 2: Ângulos de posicionamento de um ponto na superfície terrestre	13
Figura 3: Ângulos para o posicionamento da incidência da radiação solar sobre um plano horizontal da superfície terrestre	14
Figura 4: Influência da atmosfera na radiação solar extraterrestre.....	15
Figura 5: a) Irradiância direta sobre uma superfície horizontal b) Irradiância direta sobre uma superfície inclinada.....	16
Figura 6: Componentes da Radiação Solar	17
Figura 7: Radiação Solar no Plano Inclinado Média Anual	18
Figura 8: Representação de uma célula fotovoltaica com condutores externos	20
Figura 9: Conversão de energia luminosa em uma célula de Silício (Intensidade Espectral x Comprimento de Onda μm).....	21
Figura 10: Curva I x V de Célula Fotovoltaica.....	22
Figura 11: Potência em função da Tensão de uma célula fotovoltaica.....	23
Figura 12: Influência da variação da irradiância solar na I-V de um módulo fotovoltaico de silício cristalino à 25 °C	24
Figura 13: Influência da temperatura do módulo fotovoltaico na curva I-V	25
Figura 14: Curva I xV de células fotovoltaicas conectadas em série	26
Figura 15: Curva I xV de células fotovoltaicas conectadas em paralelo	26
Figura 16: Esquema de Sistema Fotovoltaico Isolado Individual para Atendimento em Corrente Alternada	29
Figura 17: Principais Componentes de um Sistema Fotovoltaico Isolado	29
Figura 18: Perfis de Radiação Solar Diária com Valores Equivalentes de HSP	31
Figura 19: Comparativo entre Tarifa Branca e Tarifa Convencional	36
Figura 20: Composição da Tarifa.....	36
Figura 21: Curva de Demanda (Matlab).....	40
Figura 22: Demanda Readequada (Matlab).....	42

Figura 23: Especificações Elétricas do Módulo Kyocera	44
Figura 24: Ciclo de Vida para Bateria Freedom DF 4001	46
Figura 25: Demanda com Adoção de Energia Fotovoltaica.....	53
Figura 26: VPL x Variação no Custo do Projeto FV	54
Figura 27: VPL x Variação no Custo do Projeto FV	55
Figura 28: Variação do Custo da Energia Fotovoltaica.....	56
Figura 29: Demanda - Deslocando consumo para fora de ponta	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Fatores para construção de Tarifas	37
Tabela 2: Coordenadas Geográficas do Projeto.....	38
Tabela 3: Irradiação Solar Diária Média (SUNDATA)	38
Tabela 4: Especificação Macro da Residência	39
Tabela 5: Consumo dos Equipamentos Elétricos	40
Tabela 6: Consumo dos Equipamentos Elétricos – Desconsiderando Chuveiro e Torneira Elétrica	42
Tabela 7: Custo do Módulo Kyocera KD250GX-LFB2.....	45
Tabela 8: Características e Custo da Bateria Freedom DF 4001 220Ah/240Ah	45
Tabela 9: Custo Total do Sistema Fotovoltaico	47
Tabela 10: Consumo de Pontos de Utilização de Água Quente	48
Tabela 11: Custo do Projeto de Aquecimento Solar Térmico	49
Tabela 12: Custo Total do Projeto Final.....	49
Tabela 13: Tarifa Convencional para Consumidor Grupo B Residencial Normal - CPFL	50
Tabela 14: Tarifas	50
Tabela 15: Tarifas com Impostos (Preço).....	50
Tabela 16: Gasto Mensal com Tarifa Convencional	51
Tabela 17: Gasto Mensal com Tarifa Branca.....	51
Tabela 18: Gasto Mensal com Tarifa Convencional +Solar Térmico - Sem Energia Fotovoltaica.....	51
Tabela 19: Gasto Mensal com Tarifa Branca + Solar Térmico - Sem Energia Fotovoltaica	52
Tabela 20: Gasto Mensal com Tarifa Branca + Solar Térmico – Com Adoção de Energia Fotovoltaica.....	53
Tabela 21: Comparativo - Mudança de Hábito	57
Tabela 22: Resumo - Comparativo	58

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	10
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	12
2.1	Avaliação da energia solar	12
2.1.1	Posicionamento relativo Terra-Sol - Expressões e definições básicas	12
2.1.2	Radiação solar	15
2.1.3	Programa SUNDATA.....	18
2.2	Células Fotovoltaicas	19
2.2.1	Efeito fotovoltaico	19
2.2.2	Características elétricas	21
2.3	Componentes Básicos.....	23
2.3.1	Módulos Fotovoltaicos.....	23
2.3.2	Baterias	27
2.3.3	Controladores de Carga	28
2.3.4	Inversores.....	28
2.4	Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos.....	28
2.4.1	Sistemas Fotovoltaicos.....	28
2.4.2	Projeto de um Sistema Fotovoltaico.....	29
2.5	Tarifa Branca	35
3	PROJETO.....	38

3.1	Localização e recurso solar.....	38
3.2	Demandas e Consumo de Energia Elétrica	39
3.3	Módulo Fotovoltaico	43
3.4	Baterias	45
3.5	Inversor	47
3.6	Custo Total do Projeto do Sistema Fotovoltaico.....	47
3.7	Projeto do Sistema Solar Térmico.....	47
3.8	Custo total da instalação	49
4	TARIFAS.....	50
5	ANÁLISE ECONÔMICA.....	51
5.1	Cenário 1 - Taxa de juros 11,0%.....	54
5.2	Cenário 2 – Taxa de Juros 7,25%	55
5.3	Tarifa FV.....	56
5.4	Cenário Alternativo – Alteração no Hábito de Consumo	57
5.5	Cenário – Projeto Solar Térmico	58
5.6	Resumo	58
6	CONCLUSÃO	59
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	61
8	APÊNDICE A	63
8.1	Sistema de aquecimento solar de água em circuito direto – Projeto e instalação (ABNT NBR 15569:2008)	63

1 INTRODUÇÃO

O planeta recebe diariamente uma quantidade enorme de energia advinda do sol. Estima-se que seja algo em torno de 10.000 vezes o consumo mundial de energia.

Uma das várias formas de aproveitamento desta energia é a conversão direta em energia elétrica através do efeito fotovoltaico, que se dá pela incidência de fótons em alguns materiais conhecidos como semicondutores.

O Brasil está em uma região bastante favorável à geração deste tipo de energia: possui altos índices de irradiação solar e grandes reservas de quartzo. Entretanto ainda está “engatinhando” no aproveitamento de tal tecnologia. Sobretudo, devido ao baixo incentivo do governo, tanto em investimentos como na criação de políticas eficazes. Também deve-se levar em conta a grande oferta de equipamentos no âmbito internacional, principalmente os produzidos na China, que são oferecidos a custos já bastante reduzidos.

Em 2012, a ANEEL editou a Resolução Normativa 482 que regula a conexão da microgeração (até 100kW) e da mini geração (de 100kW à 1MW) aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Esta mesma resolução também implantou o sistema de compensação de energia elétrica, permitindo ao consumidor (agora também produtor), instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora capazes de injetar energia na rede em troca de créditos (Net Metering). A regulação é válida para geradores que utilizam fontes incentivadas de energia (hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração), com ênfase para geração fotovoltaica.

Outra iniciativa que poderá ajudar a alavancar a opção pela energia solar é a tarifa branca, que é uma nova opção de tarifação de energia que varia conforme dia e horário do consumo. Ela é oferecida somente para instalações de baixa tensão.

Em princípio, para que a tarifa branca traga benefícios para o consumidor, o mesmo deve alterar seus hábitos de consumo de forma a priorizar o uso da energia fora do horário de ponta.

Neste estudo propõe-se a utilização de energia solar fotovoltaica, como uma microgeração. Não será considerada a venda de energia para concessionária ou mesmo atuar no sistema de compensação. Foi realizado um estudo de viabilidade técnica e econômica para aquisição de placas fotovoltaicas, baterias e inversores de

forma a utilizar essa energia armazenada nas baterias nos horários de ponta da tarifa branca, tentando, desta forma, viabilizar a opção de tarifa branca pelo consumidor residencial.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Avaliação da energia solar

Anualmente nosso planeta recebe cerca de $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar. Isto corresponde a aproximadamente 10.000 vezes o consumo mundial no mesmo período. Ou seja, há um enorme potencial para utilização da energia solar através de sua conversão em outra forma de energia.

2.1.1 Posicionamento relativo Terra-Sol - Expressões e definições básicas

O primeiro fato significativo ao se utilizar a energia solar é que o eixo de rotação da Terra forma um ângulo constante com a reta perpendicular ao plano da órbita. Este ângulo tem o valor de $23,45^\circ$. A figura 1 ilustra este fato.

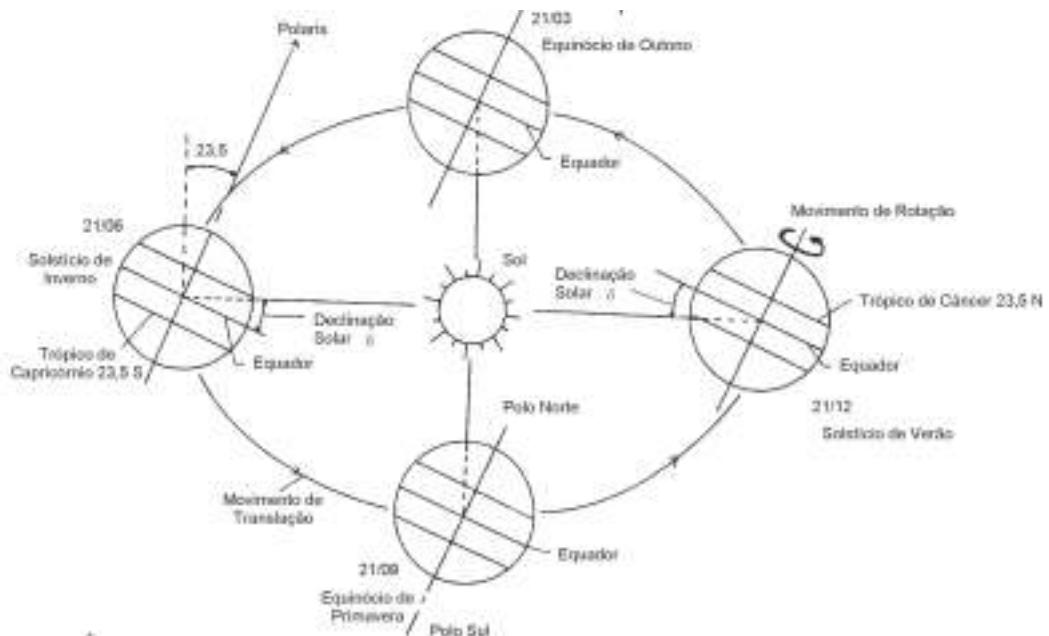


Figura 1: Órbita da Terra em torno do Sol
Fonte: Manual de Engenharia - Sistemas Fotovoltaicos (CRESESB)

Devido à esta inclinação, a duração de um dia em um dado ponto da superfície terrestre, varia durante o decorrer do ano. Já a localização deste ponto pode ser determinada conhecendo-se sua latitude, longitude e altitude.

Na figura 2, o ponto azul representa um observador na superfície terrestre com latitude Φ e longitude L .

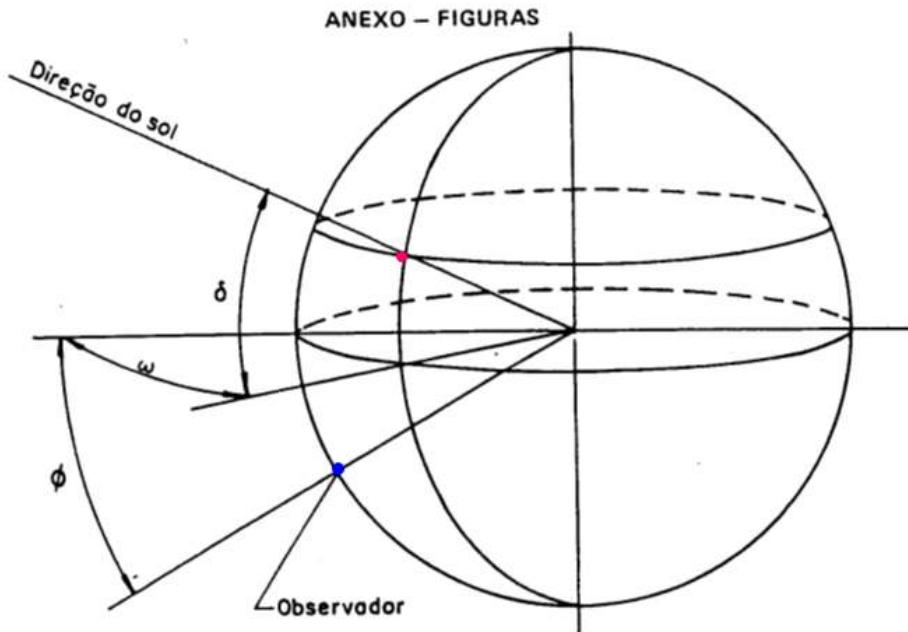


Figura 2: Ângulos de posicionamento de um ponto na superfície terrestre
Fonte: Notas de aula Prof. Claudio Pacheco

O ângulo δ é denominado declinação solar de um dado dia. Ele pode variar entre: $-23,45^\circ < \delta < +23,45^\circ$.

O ângulo Φ é a latitude. Por fim, ω representa o ângulo horário.

Ao realizarmos os cálculos de posicionamento da incidência de radiação solar, podemos aproximar a superfície terrestre por um plano. A figura 3 representa a incidência da radiação solar e os ângulos pertinentes para os cálculos.

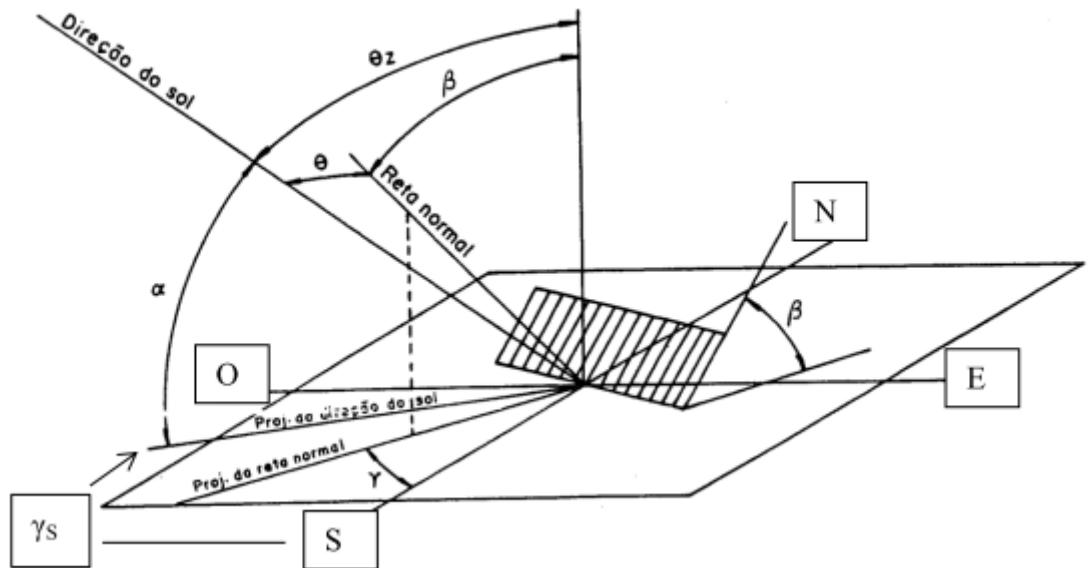


Figura 3: Ângulos para o posicionamento da incidência da radiação solar sobre um plano horizontal da superfície terrestre
Fonte: Notas de aula Prof. Claudio Pacheco

O ângulo θ_z é chamado ângulo zenital e seu ângulo complementar α ($\alpha = 90^\circ - \theta_z$), é a altitude solar. O ângulo zenital é função de: $\theta_z = f(\delta, \Phi, \omega)$ e pode ser calculado pela expressão:

$$\cos \theta_z = \sin \delta \times \sin \phi + \cos \delta \times \cos \phi \times \cos \omega \quad (1)$$

A superfície receptora da radiação solar pode estar inclinada em relação à horizontal. Em muitas utilizações da energia solar a superfície receptora esta inclinada de um ângulo β com relação a horizontal e no caso mais geral a projeção de sua reta normal com o plano horizontal forma um ângulo γ com o meridiano N-S. Este ângulo γ é denominado Angulo Azimutal da Superfície...(Pacheco, Brasil, 2013)

Segundo Pacheco (Brasil, 2013), a variação de sinal do ângulo azimutal de superfície é dada por: $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ medido a partir do $S = 0^\circ$.

Ainda observando a figura 3, o ângulo de incidência solar θ sobre uma superfície de inclinação β com a horizontal e azimute γ é função de: $\theta = f(\delta, \Phi, \omega, \beta, \gamma)$. A expressão para o cálculo de θ é deveras complexa, porém, dois casos importantes podem ser evidenciados:

- a) Superfície no hemisfério sul diretamente voltada para o norte, $\gamma = 180^\circ$:

$$\Theta = f[(\Phi + \beta), \delta, \omega] \quad (2)$$

$$\cos(\theta) = \cos(\Phi + \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\Phi + \beta) \cdot \sin(\delta) \quad (3)$$

b) Superfície no hemisfério sul diretamente voltada para o sul, $\gamma = 0^\circ$:

$$\Theta = f[\Phi - \beta, \delta, \omega] \quad (4)$$

$$\cos(\theta) = \cos(\Phi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\Phi - \beta) \cdot \sin(\delta) \quad (5)$$

2.1.2 Radiação solar

A radiação solar é a energia solar na forma de onda eletromagnética.

O termo “radiação solar” é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de irradiância solar, ou em termos de energia por unidade de área, denominado, então, de irradiação solar. (CRESESB, 2014)

A radiação solar sofre atenuações na atmosfera até atingir a superfície terrestre. A influência da atmosfera pode ser verificada na figura 1, abaixo:

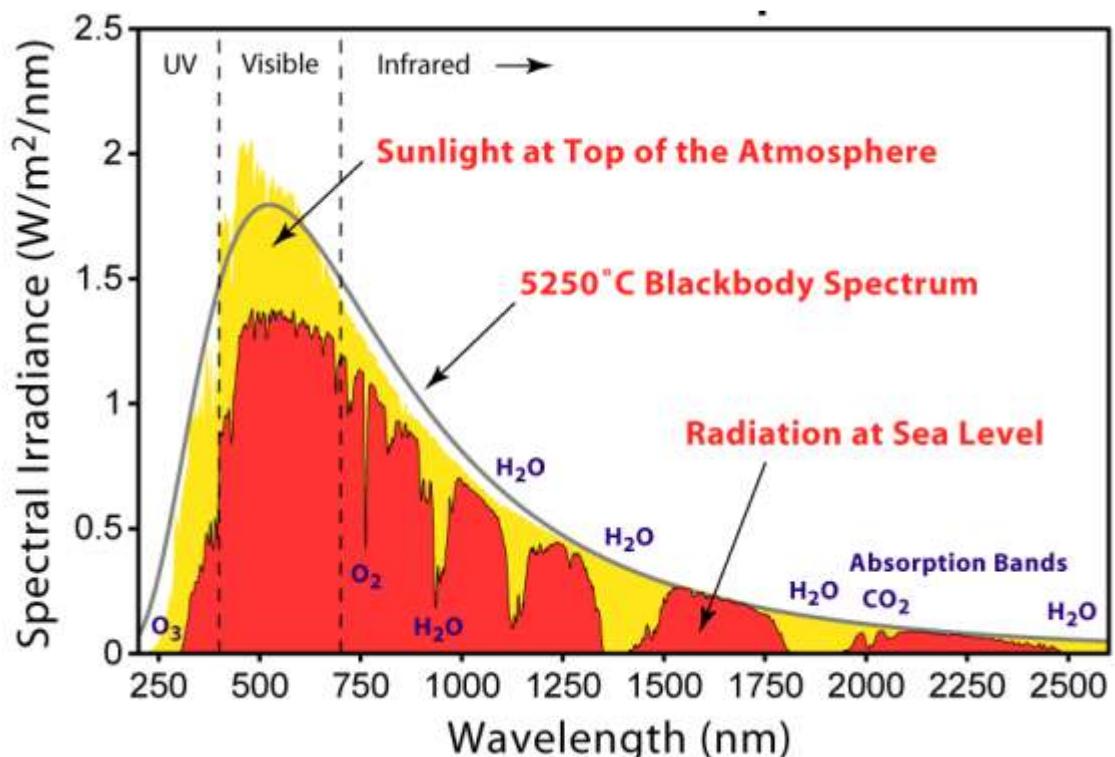


Figura 4: Influência da atmosfera na radiação solar extraterrestre
Fonte: Thekaekara 1974

A densidade média anual do fluxo energético proveniente da radiação solar (irradiância solar), quando medida num plano perpendicular na direção da propagação dos raios solares no topo da atmosfera terrestre recebe o nome de constante solar e corresponde ao valor de 1.367 W/m^2 . (Manual de engenharia fotovoltaica, CRESESB, 2014, p.76)

O valor de 1.367W/m^2 da constante solar (G_{sc}) foi adotado pelo WRC – World Radiation Center.

Chamando-se de G_d a Irradiação Solar Direta na direção do ângulo de incidência (θ) e conhecendo-se também o ângulo zenital (θ_z), é possível calcular a componente da irradiação no plano horizontal (G_{dh}) e a componente na superfície inclinada ($G_{d\beta}$), pois:

$$G_{dh} = G_d \times \cos \theta_z \quad (6)$$

$$G_{d\beta} = G_d \times \cos \theta \quad (7)$$

Logo:

$$\frac{G_{d\beta}}{G_{dh}} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (8)$$

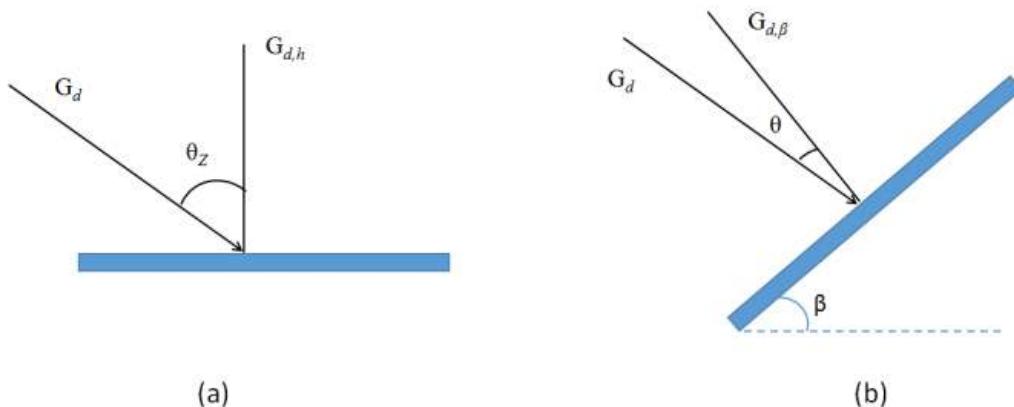


Figura 5: a) Irradiância direta sobre uma superfície horizontal b) Irradiância direta sobre uma superfície inclinada
Fonte: Manual de engenharia fotovoltaica, CRESESB, 2014

A Irradiância Solar Total que chega à superfície terrestre, em um plano horizontal é composta por uma componente direta (G_{dh}) e uma componente difusa. Esta última é formada após sofre atenuação e espalhamento pela atmosfera terrestre.

Caso a superfície esteja inclinada, ainda surge uma terceira componente que é resultado da reflexão do ambiente, como a vegetação, solo, etc. Esta parcela da

irradiação é dada em função de um coeficiente de reflexão conhecido como “albedo”.

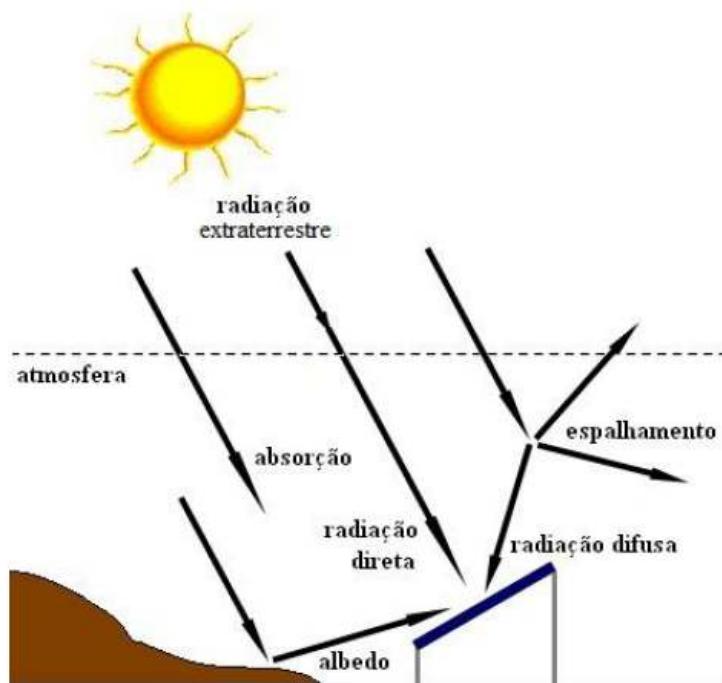


Figura 6: Componentes da Radiação Solar
Fonte: Pinho, 2008 apud Manual de engenharia fotovoltaica, CRESESB, 2014

A partir de medições em diferentes estações foi possível obter mapas contendo valores médios da Radiação Solar Total Média Anual já no plano inclinado. Ou seja, considera-se, já, um plano inclinado de um ângulo no mesmo valor da latitude na região em questão do mapa. Na figura 7, pode-se ver o mapa solarimétrico do Brasil.

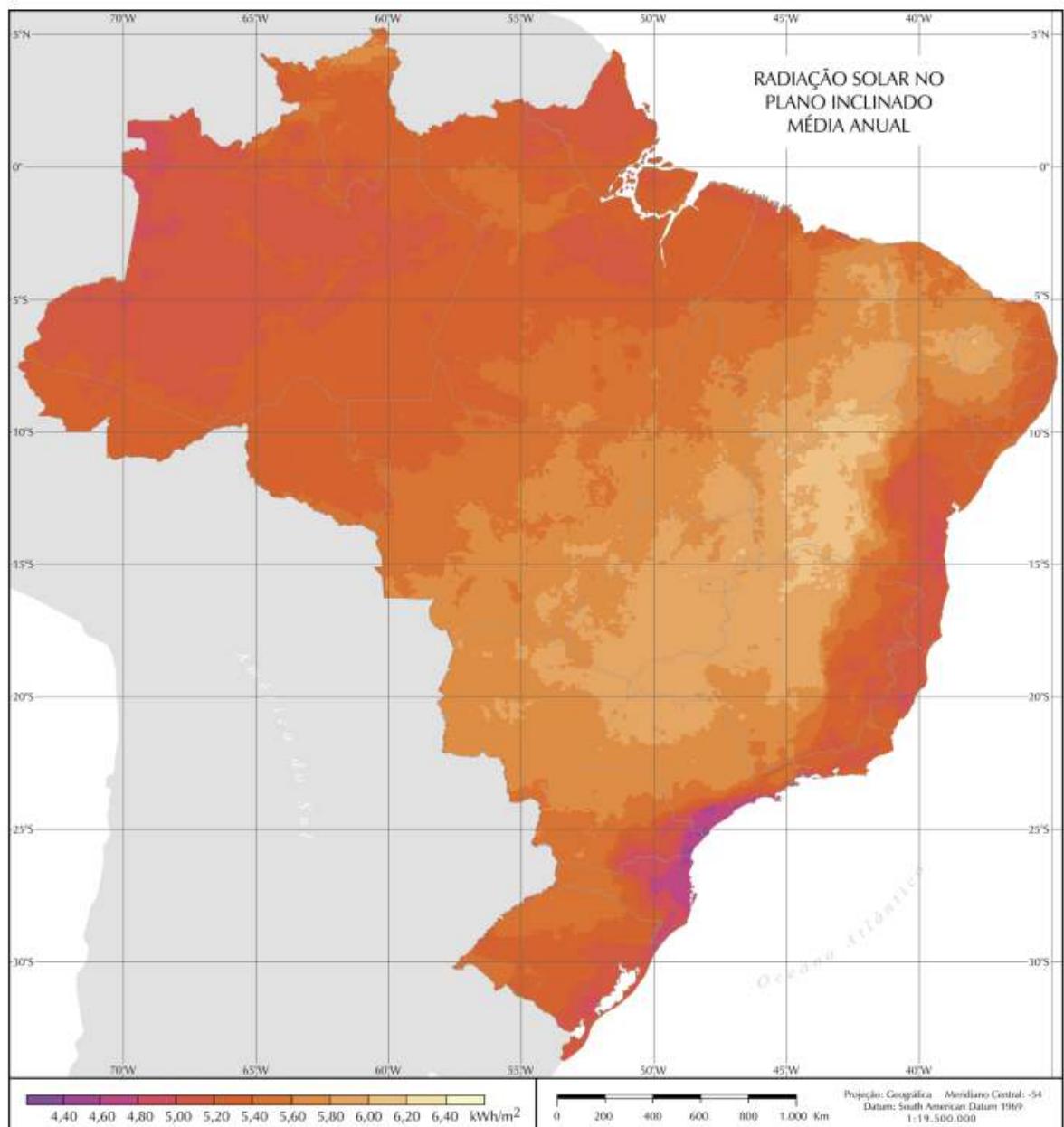


Figura 7: Radiação Solar no Plano Inclinado Média Anual
Fonte: Atlas Brasileiro da Energia Solar

2.1.3 Programa SUNDATA

O CEPEL (Centro de Pesquisas Energia Elétrica), desenvolveu o programa SUNDATA que pode ser utilizado para o cálculo da irradiação solar média mensal para o plano horizontal e para o plano inclinado com ângulo igual à latitude. Este sistema pode ser utilizado como apoio no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos no Brasil.

2.2 Células Fotovoltaicas

2.2.1 Efeito fotovoltaico

De forma bastante simples, efeito fotovoltaico é o aparecimento de uma tensão em um material quando o mesmo é exposto à luz.

As células fotovoltaicas são fabricadas com materiais semicondutores. Os semicondutores, na sua forma pura, são materiais com características bastante interessantes. À temperaturas muito baixas, eles apresentam a camada de valência totalmente preenchida por elétrons e a camada de condução totalmente “vazia”. Este fato os torna condutores muito ruins. A energia necessária para que um elétron “salte” da camada de valência para camada de condução é denominada gap de energia. O aumento da temperatura faz com que alguns elétrons da camada ou banda de valência saltem para a camada ou banda de condução.

Um efeito necessário para obtenção de células fotovoltaicas é a possibilidade de fótons com energia superior ao gap de energia do material fazerem com que elétrons da camada de valência saltem para a camada de condução.

Porém, somente o aumento da temperatura e a incidência de fótons, não são suficientes para o surgimento de uma corrente ou tensão úteis. Para a produção de células fotovoltaicas faz-se necessário a criação de uma estrutura mais apropriada, de forma que a movimentação dos elétrons entre as bandas de energia produza uma corrente elétrica útil.

O principal material utilizado como semicondutor é o silício.

Através de um processo denominado dopagem, acrescenta-se outros elementos ao Silício de forma a torná-lo um material com elétrons ou com falta de elétrons.

Utilizando-se, por exemplo, o fósforo como elemento de dopagem, obtém-se material com elétrons livres, ou seja, cargas negativas, denominado silício do tipo N. Já, se utilizarmos o boro como elemento de dopagem, obtém-se matéria com “falta” de elétrons (lacunas), ou seja, cargas positivas, denominado silício do tipo P.

A célula fotovoltaica é criada a partir da união de dois tipos de semicondutores, um tipo P e um tipo N. Na região da junção, conhecida como junção-PN, os elétrons livres do material tipo N migram para o material tipo P. Esta movimentação de elétrons faz aparecer um campo elétrico que é contrário ao

movimento. Desta forma, a movimentação ocorre até que haja um equilíbrio entre o movimento dos elétrons e o campo elétrico que surge.

Expondo-se este material à luz visível, os fótons conseguem energizar os elétrons livres. Porém, não é suficiente para que os mesmos movimentem-se da camada N para P. Ligando-se condutores às camadas externas, notamos que surge uma corrente elétrica que podemos aproveitar.

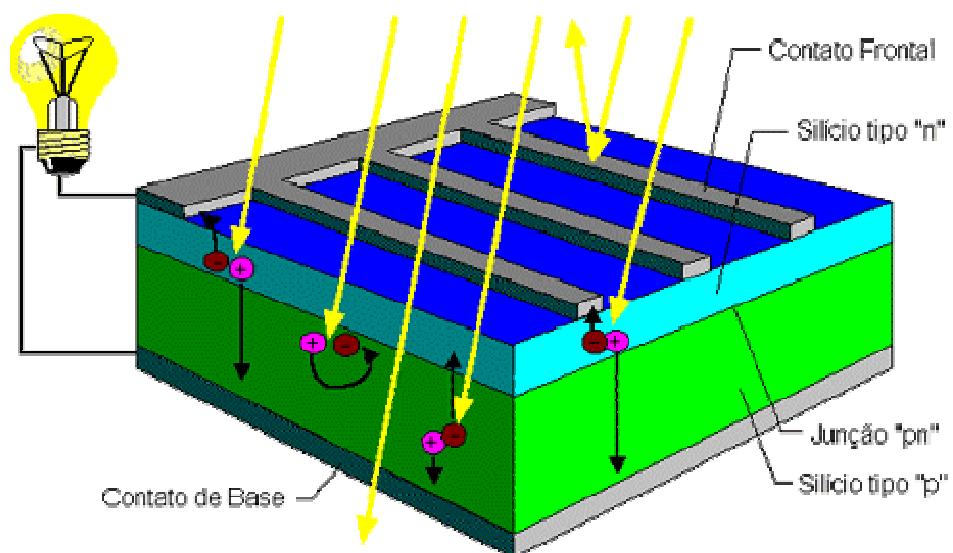


Figura 8: Representação de uma célula fotovoltaica com condutores externos
Fonte: BlueSol Educacional (www.blue-sol.com)

Porém, é sabido que existem fatores que limitam este processo de conversão de energia. Um deles é o fato da radiação solar se espalhar por um espectro bastante amplo e apenas uma estreita faixa do comprimento de onda é absorvida pelo cristal de silício.

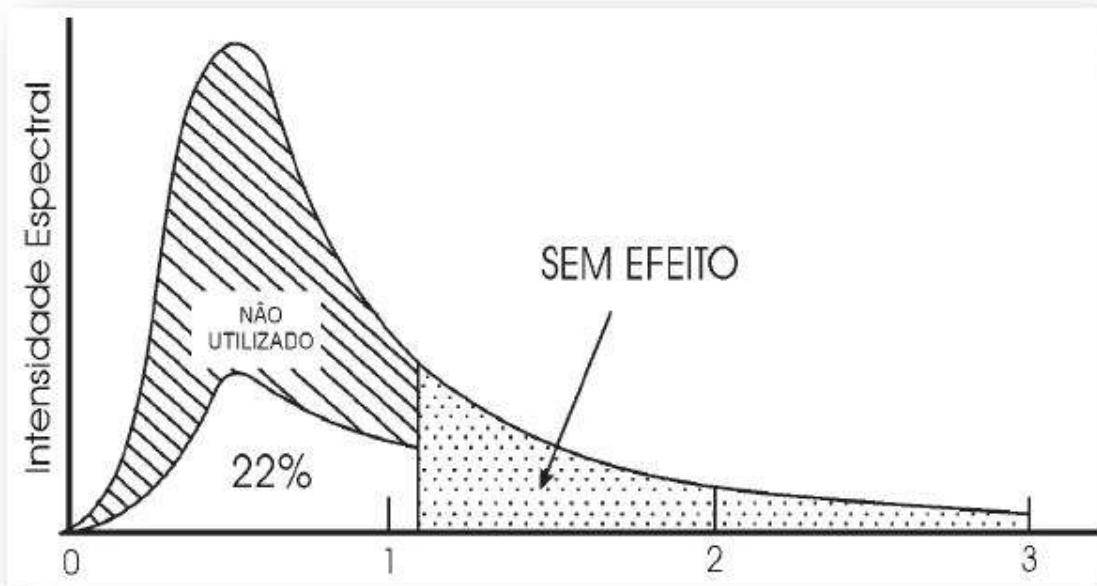


Figura 9: Conversão de energia luminosa em uma célula de Silício (Intensidade Espectral x Comprimento de Onda μm)
Fonte: Universidade de Berlin, apud CRESESB, 2004

Outro ponto é que fótons com energia superior à energia do gap concedem energia em excesso, que é transformada em calor. Fótons com energia inferior à energia do gap, não concedem energia suficiente para os elétrons “saltarem” de camada e, consequentemente, esta energia também é convertida em calor.

“A máxima eficiência foi obtida para células fotovoltaicas multijunção, atingindo o valor de 37,7% [...] Para células de um única junção o limite teórico é da ordem de 30%, sendo que as melhores já fabricadas em laboratório atingiram eficiência de 25%” (Manual de Engenharia Fotovoltaica, CRESESB, 2014)

2.2.2 Características elétricas

Ao conectarmos várias cargas nos terminais de um módulo fotovoltaico, podemos traçar a curva característica $I \times V$.

O ponto de potência máxima P_{mp} corresponde ao produto da tensão de potência máxima V_{mp} pela corrente de potência máxima I_{mp} .

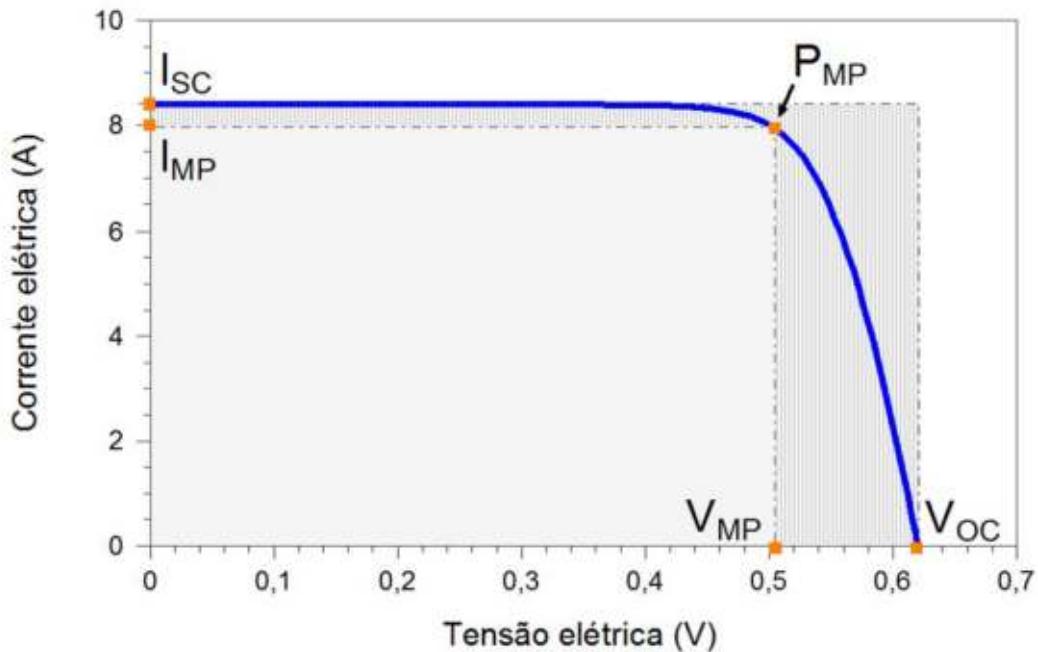


Figura 10: Curva I x V de Célula Fotovoltaica
Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica, CRESESB, 2014

Conforme as figura 10, acima, podemos observar alguns parâmetros importantes que definem as principais características dos módulos fotovoltaicos:

P_m : Potência máxima, $P_m = I_{mp} \times V_{mp}$

V_{mp} : Tensão de potência máxima

I_{mp} : Corrente de potência máxima

V_{oc} : Tensão de circuito aberto

I_{sc} : Corrente de curto circuito

η : Eficiência,

$$\eta = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{A \cdot I_c} \quad (9)$$

FF: Fator de forma,

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (10)$$

Onde:

I_c : potência luminosa incidente (W/m^2)

A: área útil do módulo (m^2)

Pode-se ainda determinar a curva de Potência em função da Tensão (curva P-V), conforme curva vermelha na figura 11, abaixo:

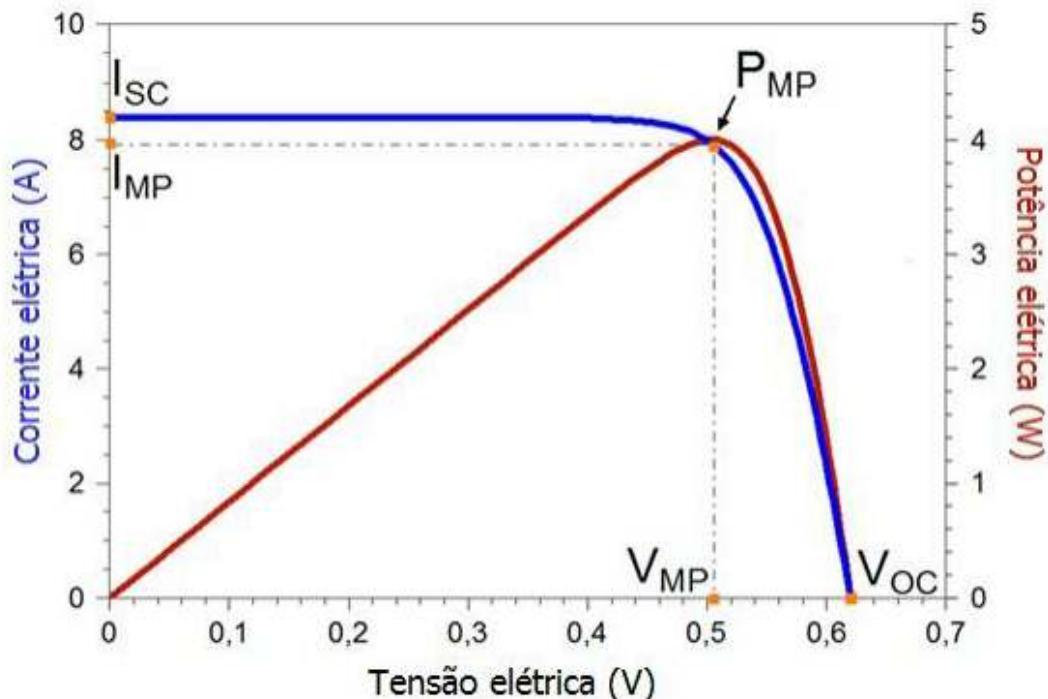


Figura 11: Potência em função da Tensão de uma célula fotovoltaica
Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica, CRESESB, 2014

2.3 Componentes Básicos

2.3.1 Módulos Fotovoltaicos

Um módulo é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (W_p), mas um conjunto de características compatíveis com a aplicação específica deve ser observado. A definição da potência de pico de um módulo fotovoltaico é feita nas condições-padrão de ensaio (STC, do inglês Standard Test Conditions), considerando irradiância solar de 1.000 W/m² para AM 1,5 e temperatura de célula de 25 °C. (CRESESB, 2014)

2.3.1.1 Efeito da Irradiância solar

A corrente elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico aumenta conforme a irradiância solar também aumenta.

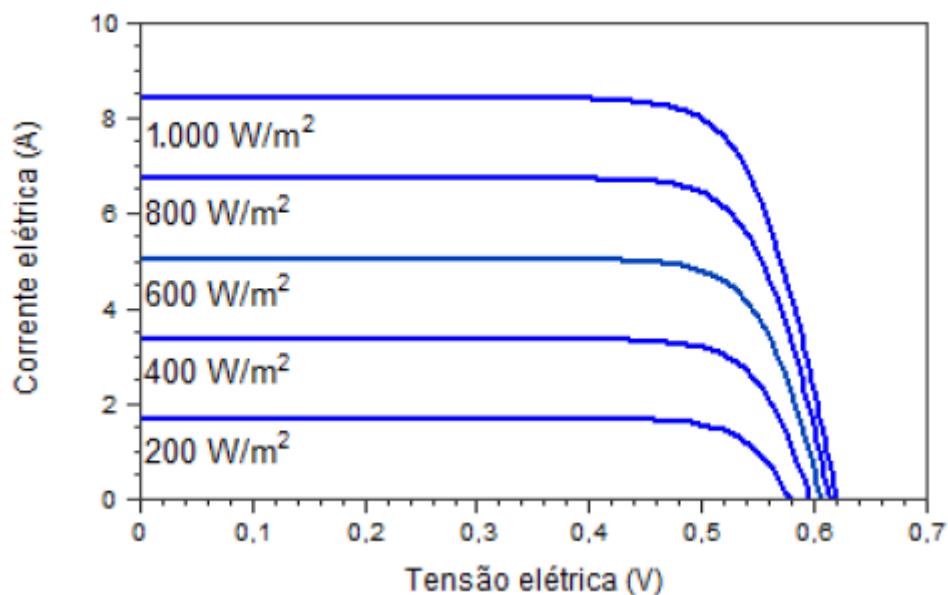


Figura 12: Influência da variação da irradiação solar na I-V de um módulo fotovoltaico de silício cristalino à 25 °C

Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica (CRESESB, 2014)

2.3.1.2 Efeito da temperatura

O aumento da temperatura causa uma diminuição da tensão produzida pelos módulos. Abaixo se podem verificar as curvas I-V para diversas temperaturas. Nota-se que, apesar de haver um pequeno aumento de corrente, o mesmo não compensa a queda de tensão.

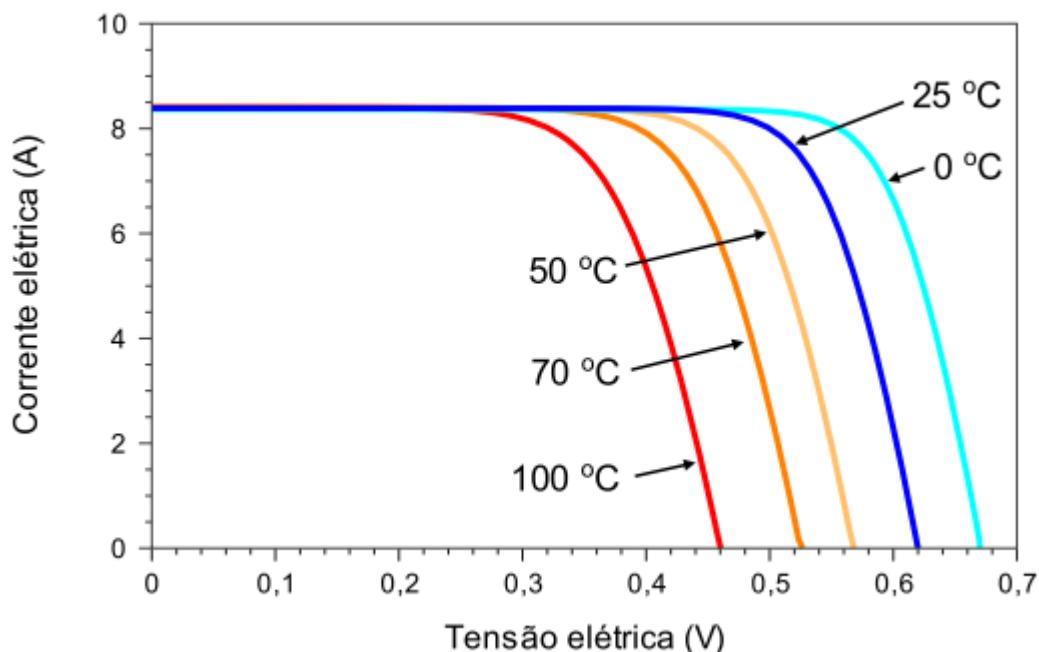


Figura 13: Influência da temperatura do módulo fotovoltaico na curva I-V
Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica (CRESESB, 2014)

Uma vez que as condições-padrão de ensaio (STC) não representam, na maioria dos casos, condições operacionais reais, as normas definem uma temperatura nominal para a operação das células nos módulos, na qual as características elétricas podem se aproximar mais das características efetivas verificadas em campo. Cada módulo tem uma temperatura nominal para suas células, que é obtida quando o módulo é exposto em circuito aberto a uma irradiância de 800 W/m² temperatura do ar a 20°C e sofrendo ação de vento incidindo com velocidade de 1 m/s. Esta temperatura também é muitas vezes encontrada nas folhas de dados técnicos dos módulos, normalmente identificada pela sigla NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) e geralmente está entre 40 e 50°C. (CRESESB, 2014)

2.3.1.3 Associação de células e módulos fotovoltaicos

Pode-se associar células e módulos fotovoltaicos para se obter os níveis de corrente e/ou tensão desejados.

Células e módulos podem ser associados em série ou paralelo dependendo do resultado desejado.

Associação em série

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n$$

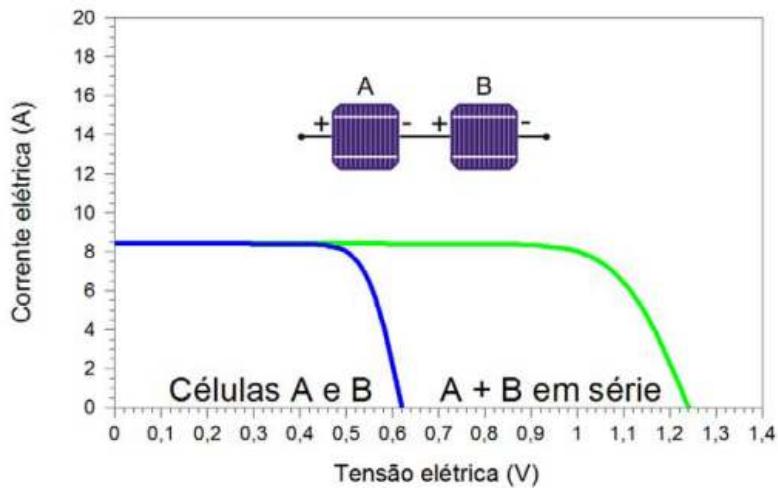


Figura 14: Curva I xV de células fotovoltaicas conectadas em série
Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica (CRESESB)

Associação em paralelo

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

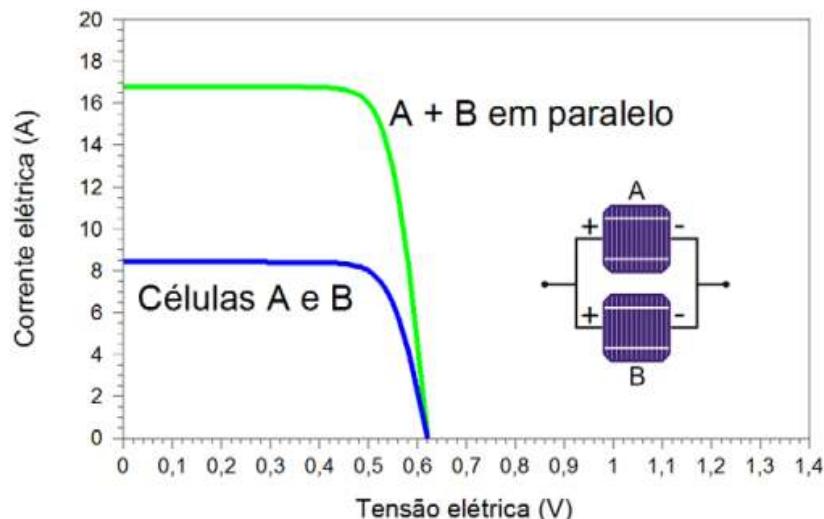


Figura 15: Curva I xV de células fotovoltaicas conectadas em paralelo
Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica (CRESESB)

2.3.2 Baterias

Para atender a demanda em períodos onde a geração é nula ou muito reduzida, como o período da noite, por exemplo, faz-se necessário a utilização de baterias para armazenamento da energia. Para este trabalho estaremos considerando apenas baterias eletroquímicas recarregáveis.

Existem diversos tipos de baterias eletroquímicas. Porém, o mais utilizado ainda é o Chumbo-Ácido. Modelos mais modernos, como Níquel-Cádmio apesar de serem mais eficientes e terem maior vida útil, ainda são economicamente inviáveis.

As baterias recarregáveis podem ser classificadas entre abertas ou ventiladas e seladas.

As baterias abertas necessitam de verificação periódica e podem necessitar de manutenção do nível de eletrólito.

As baterias seladas também conhecidas por serem “livres de manutenção”, pois o eletrólito fica confinado e não necessitam de manutenção do nível de eletrólito.

A tabela abaixo apresenta alguns tipos de baterias eletroquímicas recarregáveis.

Tabela 1: Dados técnicos de catálogos de baterias recarregáveis disponíveis comercialmente.
Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica (CRESESB, 2014) apud (LUQUE, HEGEDUS, 2011)

Tecnologia	Eletrólito	Eficiência η [%]	Vida útil [anos]	Vida cíclica [ciclos]	Aplicações típicas (exemplos)
Chumbo-Ácido	H ₂ SO ₄	80-90	3-20	250-500	Uso estacionário, automotivo.
Níquel-Cádmio	KOH	60-70	3-25	300-700	Mesmo que Chumbo-Ácido, ferramentas, veículos elétricos.
Níquel-Hidreto metálico	KOH	80-90	2-5	300-600	Notebooks, celulares, câmeras fotográficas, brinquedos.
Íon de Lítio	Polímeros orgânicos	90-95	-	500-1000	Notebooks, celulares, câmeras fotográficas, brinquedos.
Bateria Alcalina	KOH	75-90	-	20-50	Produtos de consumo, brinquedos.
Cloreto de Níquel e Sódio	-Al ₂ O ₃	80-90	-	~1000	Veículos elétricos

2.3.3 Controladores de Carga

Controladores de carga são dispositivos destinados a protegerem a bateria contra cargas e descargas excessivas, aumentando assim, sua vida útil.

2.3.4 Inversores

Inversores são componentes eletrônicos responsáveis em transformar corrente contínua (cc), em corrente alternada (ac). São muito utilizados em projetos de geração fotovoltaica, pois os módulos produzem tensão contínua e maioria dos equipamentos residenciais e eletrodomésticos utilizam corrente alternada.

2.4 Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos

2.4.1 Sistemas Fotovoltaicos

Podemos classificar os sistemas fotovoltaicos (SFV) em duas categorias principais: isolados (SFI) ou conectados à rede (SFCR).

Os sistemas fotovoltaicos isolados geralmente utilizam baterias como forma de armazenar a energia.

Os sistemas isolados foram regulamentados inicialmente pela Resolução ANEEL N° 83/2004, a qual teve um papel importante nas inserções de sistemas fotovoltaicos nos programas de eletrificação rural do país. Devido ao potencial de uso das diferentes configurações utilizando fontes intermitentes e à demanda por atendimento de minirredes isoladas, a ANEEL publicou em junho de 2012 a Resolução N° 493/2012 (ANEEL 2012), que substitui a anterior e estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI), além do Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI), o qual já havia sido regulamentado pela resolução anterior. (Manual de Engenharia Fotovoltaica, CRESESB, 2014)

A Figura 16 abaixo apresenta um esquema de um sistema fotovoltaico isolado individual na configuração de atendimento em corrente alternada (c.a.).

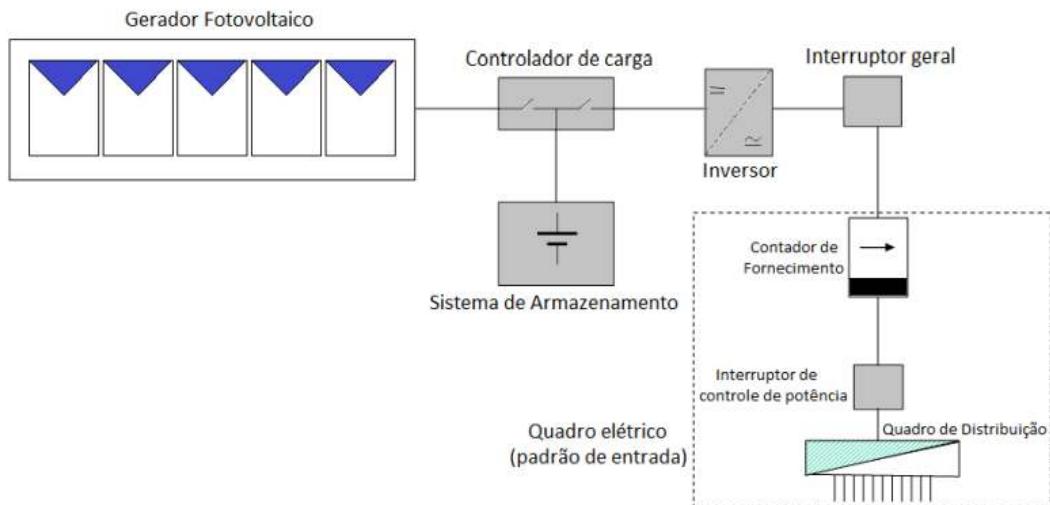


Figura 16: Esquema de Sistema Fotovoltaico Isolado Individual para Atendimento em Corrente Alternada

Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica, CRESESB, 2014

2.4.2 Projeto de um Sistema Fotovoltaico

Os principais componentes de um sistema fotovoltaico isolado, conforme pode ser visto na Figura 17, são: gerador, sistema de controle e condicionamento de potência e armazenamento de energia.

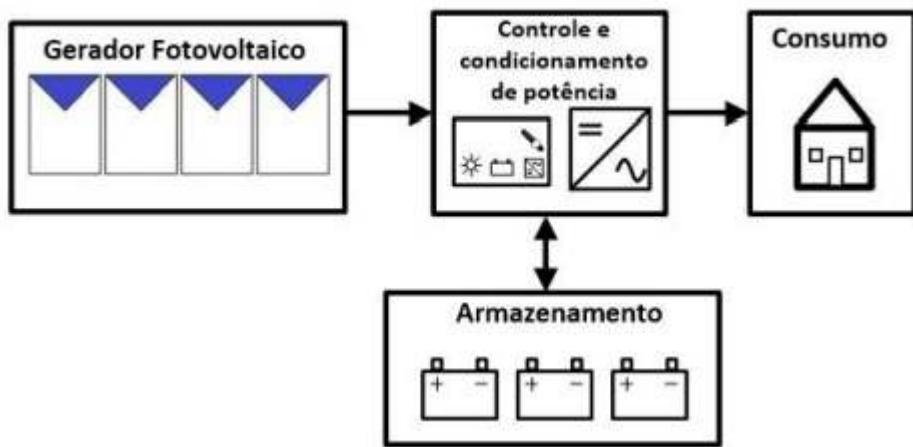


Figura 17: Principais Componentes de um Sistema Fotovoltaico Isolado

Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica, CRESESB, 2014

Conforme o Manual de Engenharia Fotovoltaica, CRESESB, 2014, para o projeto de um sistema fotovoltaico isolado pode-se considerar as seguintes etapas:

- Levantamento do recurso solar disponível;

- Levantamento da demanda e consumo de energia elétrica;
- Dimensionamento do gerador;
- Dimensionamento dos equipamentos de controle e condicionamento de potência.
- Dimensionamento do sistema de armazenamento.

2.4.2.1 Levantamento do Recurso Solar Disponível

Nesta etapa é necessário estimar a irradiação solar que incide no módulo fotovoltaico.

A forma mais comum é que os dados estejam em termos de seus valores médios mensais para energia acumulada durante o dia.

Através do programa SUNDATA é possível obter, para um para latitude e longitude, os valores da irradiação solar média para todos os meses do ano. Os valores são apresentados em termos de energia por unidade de área. Na realidade o programa SUNDATA não tem todos os valores de latitude e longitude, mas ele apresenta os valores para localidade mais próxima possível.

Nas estimativas de produção de energia elétrica, é útil ignorar os efeitos de variação da irradiância a cada instante e considerar a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários. Como há uma forte linearidade entre a produção energia e a irradiação horária, este conceito pode ser estendido, gerando uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 , de forma que energia resultante seja equivalente a energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia. (Manual de Engenharia Fotovoltaica, CRESESB, 2014).

Exemplo de cálculo do HSP para um caso irradiação de 5 kWh/m^2 :

$$HSP = \frac{5 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kW/m}^2} = 5 \text{ h/dia}$$

A figura 18 demonstra o significado do HSP.

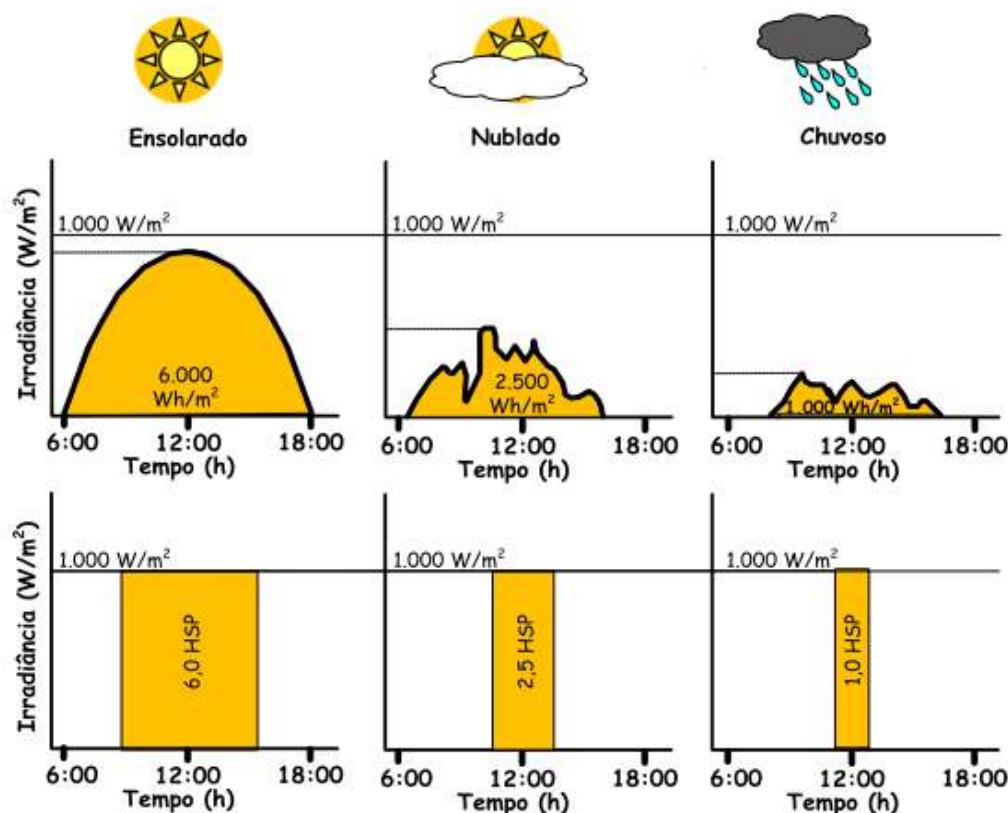


Figura 18: Perfis de Radiação Solar Diária com Valores Equivalentes de HSP
Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica, CRESESB, 2014 apud PINHO, 2008

2.4.2.2 Levantamento da Demanda e Consumo de Energia Elétrica

Uma parte muito importante do projeto de sistemas fotovoltaicos é o levantamento da demanda e consumo da energia elétrica. É através deste levantamento que dimensionamos quanto de energia o sistema deverá gerar.

A forma mais simples de realizar o levantamento é calcular, para cada equipamento elétrico, o quanto ele consome de energia e somar tudo no final.

Isto pode ser feito com o auxílio de uma tabela contendo a potência de cada equipamento o tempo médio de utilização por dia. A partir disto pode-se calcular o valor médio do consumo diário.

O valor da potência deve ser obtido de cada fabricante, na especificação do equipamento. Para estimativas, podem-se utilizar valores tabelados fornecidos pelo Inmetro ou outro órgão similar.

Com o valor médio do consumo diário podemos desenhar a curva de carga, muito útil para determinar a fração de energia que o sistema fotovoltaico deverá atender.

2.4.2.3 Dimensionamento do Gerador pelo Método do Mês Crítico

O método do mês crítico é também chamado de intuitivo e consiste na realização do dimensionamento do sistema fotovoltaico considerando um balanço de energia durante o período do ano no qual ocorrem as condições médias mais desfavoráveis para o sistema. (Manual de Engenharia Fotovoltaica, CRESES, 2014)

O primeiro passo é calcular a energia necessária diariamente. Esta energia (L) é obtida pela expressão:

$$L = \frac{L_{ca}}{\eta_{bat} \cdot \eta_{inv}} \quad (11)$$

Onde:

L_{ca} [Wh/dia]: energia consumida diariamente em corrente alternada;

η_{bat} [%]: eficiência global da bateria;

η_{inv} [%]: eficiência do inversor.

É importante notar que este cálculo considera apenas uma demanda por corrente alternada. No caso de corrente contínua, deverá ser feita uma adaptação na expressão acima.

A potência necessária para o painel fotovoltaico pode ser calculado pela expressão abaixo:

$$P_m = \frac{L}{HSP \cdot Red_1 \cdot Red_2} \quad (12)$$

Onde:

HSP [h/dia]: horas de sol pleno por dia;

Red_1 [%]: fator de redução da potência dos módulos fotovoltaicos, em relação ao seu valor nominal. Por padrão utiliza-se 0,75

Red_2 [%]: fator de perda da potência devido perdas na fiação, controlador, etc. Por padrão recomenda-se 0,9.

A partir do valor da potência, pode-se, então, calcular a corrente que deverá ser fornecida pelos módulos:

$$I_m = \frac{P_m}{V_{sist}} \quad (13)$$

Onde:

I_m [A_{cc}]: corrente do painel fotovoltaico;

P_m [W_p]: potência do painel fotovoltaico, calculada pela expressão (12);

V_{sist} [V_{cc}]: tensão nominal do sistema, que é igual a tensão nominal do banco de baterias. Ou seja, é igual ao número de baterias conectadas em série vezes a tensão nominal da bateria (V_b). No Brasil são adotados bancos com tensões nominais de 12 V, 24 V e 48 V.

O valor de I_m encontrado é o valor mínimo da corrente no ponto de máxima potência. Desta forma, pode-se então calcular o número de módulos a serem conectados em paralelo:

$$N_{módulos\ em\ paralelo} = \frac{I_m}{I_{mp}} \quad (14)$$

Onde:

I_{mp} [Acc]: representa a corrente de cada módulo no ponto de máxima potência, nas condições padrão de ensaio.

Para determinar o número de módulos em série, deve-se considerar, além da tensão sistema (V_{sist}), a tensão de máxima potência para maior temperatura de operação (V_{mpTmax}), prevista para a localidade em questão:

$$N_{módulos\ em\ série} = \frac{1,2 \cdot V_{sist}}{V_{mpTmax}} \quad (15)$$

Conforme o Manual de Engenharia Fotovoltaica, CRESESB, 2014, o fator 1,2 da expressão (15), considera que o módulo tem que carregar uma bateria até uma tensão 20% superior a sua tensão nominal. Considera também alguma perda ôhmica. Ressalta-se ainda que o valor obtido por esta expressão deve ser arredondado para cima.

2.4.2.4 Dimensionamento do Banco de Baterias

Conforme o Manual de Engenharia Fotovoltaica, CRESESB, 2014, de posse da energia corrigida (L), calculada por (1), utiliza-se as expressões (16) e (17) abaixo para o cálculo da quantidade de baterias:

$$CB_{C20}(\text{Wh}) = \frac{L \cdot N}{P_d} \quad (16)$$

$$CBI_{C20}(\text{Ah}) = \frac{CB_{C20}}{V_{sist}} \quad (17)$$

Onde:

CB_{C20} : capacidade do banco de baterias em Wh para o regime de descarga em 20 horas (C20);

CBI_{C20} : respectiva capacidade em Ah;

N : número de dias de autonomia, tipicamente entre 2 e 4. Não deve ser menor que 2;

P_d : máxima profundidade de descarga da bateria, considerando o período de autonomia.

Desta forma, o número de baterias em série pode ser calculado pela expressão (18), abaixo:

$$N_{\text{baterias em paralelo}} = \frac{CBI}{CBI_{bat}} \quad (18)$$

Onde;

CBI_{bat} : capacidade da bateria selecionada, em Ah, no mesmo regime de carga do valor calculado para CBI.

O número de baterias em série depende da tensão nominal do sistema e pode ser obtida pela expressão (19), abaixo:

$$N_{\text{baterias em série}} = \frac{V_{sist}}{V_{bat}} \quad (19)$$

2.4.2.5 Inversor

Para dimensionar o inversor é necessário utilizar a curva de carga. O inversor deve ser tal que, a sua potência seja igual ou superior a potência máxima da curva de carga.

2.5 Tarifa Branca

A tarifa branca é uma nova opção de tarifação de energia que varia conforme dia e horário do consumo. Ela é oferecida somente para instalações de baixa tensão.

Nos dias úteis a tarifa branca apresenta três valores diferentes dependendo do horário de utilização: ponta, intermediário e fora de ponta. Nos horários de ponta e intermediário a tarifa é mais cara que a convencional. No horário fora de ponta ela é mais barata. Em feriados e finais de semana o valor cobrado é sempre o fora de ponta.

A princípio, para que a tarifa branca traga benefícios para o consumidor, o mesmo deve alterar seus hábitos de consumo de forma a priorizar o uso da energia fora do horário de ponta.

Antes da tarifa branca, existia somente a tarifa convencional, cujo valor cobrado é único, independente de dia e horário de utilização.

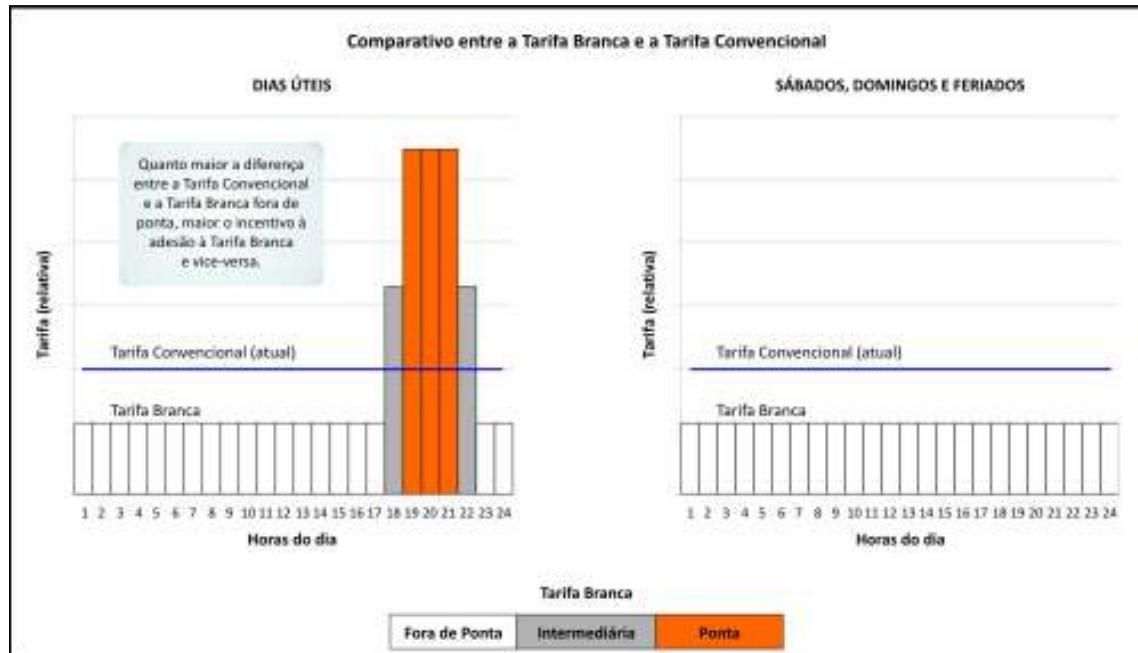


Figura 19: Comparativo entre Tarifa Branca e Tarifa Convencional
Fonte: ANEEL (www.aneel.gov.br)

Na figura 14, acima, pode-se notar que haverá ganho para o consumidor se o mesmo priorizar o uso em horário comercial ou na madrugada.

Outra maneira seria utilizar uma forma de energia alternativa nos períodos de ponta e intermediário.

A composição da tarifa pode ser vista de forma resumida na figura 20 abaixo.



Figura 20: Composição da Tarifa
Fonte: <http://www.osetoreletrico.com.br>

Não é alvo deste estudo descrever a fundo o cálculo da tarifa branca. Para o cálculo da tarifa que será utilizado nos cálculos, utilizaremos os fatores padrão

contidos no PRORET Submódulo 7.1 referente aos procedimentos de regulação tarifária, conforme tabela abaixo:

Tabela 2: Fatores para construção de Tarifas

Relação Ponta/Fora de Ponta B	5
Relação Intermediária/Fora de Pontal B	3
Relação Fora de Ponta/Convencional B	0,55
Fator de Ponta da Energia	1,72
Fator de Fora de Ponta da Energia	1,00
Fator Convencional da Energia	1,06

Em 2012, a ANEEL editou a Resolução Normativa 482 que regula a conexão da microgeração (até 100kW) e da mini geração (de 100kW à 1MW) aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Esta mesma resolução também implantou o sistema de compensação de energia elétrica, permitindo ao consumidor (agora também produtor), instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora capazes de injetar energia na rede em troca de créditos (Net Metering). A regulação é válida para geradores que utilizam fontes incentivadas de energia (hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração), com ênfase para geração fotovoltaica.

A RN 482/2012 não padronizou equipamentos ou tecnologias a serem utilizadas. Também não indicou exatamente quais seriam as normas técnicas a serem seguidas.

A partir de 2013, também foram criadas as normas da ABNT, principalmente em relação a geração distribuída utilizando fontes fotovoltaicas. A ABNT NBR 16150 sobre procedimentos de ensaios na interface de conexão com a rede, a ABNT NBR 10899 sobre terminologia da energia solar fotovoltaica, a ABNT NBR 16149 sobre interface com a rede elétrica e a ABNT NBR 16274 sobre comissionamento, instalação e inspeção.

3 PROJETO

Considerando as etapas do projeto de um sistema solar fotovoltaico, iremos agora apresentar as premissas e os cálculos do dimensionamento.

3.1 Localização e recurso solar

Os cálculos serão realizados considerando-se uma residência localizada à cidade de Socorro, interior do estado de São Paulo. As coordenadas geográficas são:

Tabela 3: Coordenadas Geográficas do Projeto

Latitude Sul	22,6 °
Longitude Oeste	46,5 °

Utilizando-se o programa SUNDATA, a partir das coordenadas da tabela 1, obtêm-se os valores da irradiação solar diária média, para a Cidade de Campinas, SP, como ponto mais próximo de referência:

Tabela 4: Irradiação Solar Diária Média (SUNDATA)

Campinas (22,8° S, 47,06° O)		
Irradiação Solar Diária Média (kWh/m ² dia)		
Mês	Plano Horizontal	Plano Inclinado (Ângulo Igual à Latitude)
Jan	5,33	4,83
Fev	5,56	5,3
Mar	5,22	5,37
Abr	4,53	5,13
Mai	4,06	5,07
Jun	3,56	4,63
Jul	4,19	5,44
Ago	4,58	5,43
Set	4,75	5,06
Out	5,58	5,44
Nov	5,86	5,35
Dez	5,53	4,93

Observando-se a tabela 2, pode-se notar facilmente que o mês crítico é junho, com a menor irradiação solar diária média ($4,63 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$). Utilizando o método do mês crítico para o cálculo do HSP:

$$HSP = \frac{4,63 \text{ kWh/m}^2\text{dia}}{1 \text{ kW/m}^2} = 4,63 \text{ h}$$

3.2 Demanda e Consumo de Energia Elétrica

Para o cálculo da demanda, estamos considerando uma residência de alto padrão, em condomínio fechado, para uma família de quatro pessoas.

A residência não apresenta áreas de sombreamento, por estar em um condomínio, e a área do telhado está voltado para o Norte geográfico.

Tabela 5: Especificação Macro da Residência

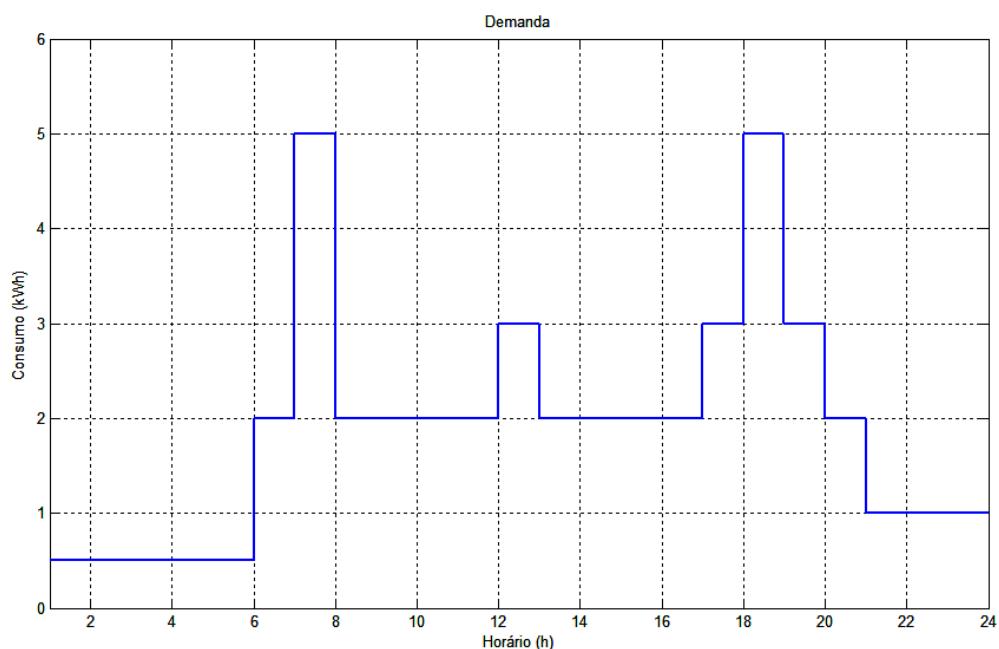
Área construída	210 m ²
Cômodos	Três quartos
	Três banheiros
	Uma sala de estar
	Uma sala de jantar
	Uma cozinha
	Área de serviço
	Terraço
	Garagem

A princípio, iremos considerar somente os equipamentos elétricos que podem estar ligados no período considerado de valor mais elevado da tarifa branca, que ocorre entre às 17:00h e 22:00h. Ou seja, o projeto do sistema solar fotovoltaico levará em conta somente demanda entre às 17:00h e 22:00h.

A tabela 4, abaixo, auxilia nos cálculos da demanda de energia. Os valores das potências dos equipamentos foram obtidos do site do PROCEL (<http://www.procelinfo.com.br/>):

Tabela 6: Consumo dos Equipamentos Elétricos

Aparelho	Potência Nominal (kW)	Ponta		Intermediário		Fora de Ponta		Consumo Médio Diário (kWh)
		Qtde de horas (h)	Consumo (kWh)	Qtde de horas (h)	Consumo (kWh)	Qtde de horas (h)	Consumo (kWh)	
Chuveiro Elétrico	5,50	1	5,50	0	0,00	0,7	3,85	9,35
Torneira	4,40	0,3	1,32	0,2	0,88	2,3	10,12	12,32
Ferro Passar	1,40	0	0,00	0	0,00	2	2,80	2,80
Forno Microondas	0,80	0,5	0,40	0	0,00	1	0,80	1,20
15 Lâmpadas (20 W)	0,30	3	0,90	2	0,60	10	3,00	4,50
TV 42' LED	0,10	3	0,30	2	0,20	5	0,50	1,00
TV 42' LED	0,10	3	0,30	2	0,20	5	0,50	1,00
Notebook	0,02	3	0,06	2	0,04	5	0,10	0,20
Notebook	0,02	3	0,06	2	0,04	0	0,00	0,10
Geladeira	0,08	3	0,24	2	0,16	19	1,52	1,92
Secador Cabelo	0,70	0	0,00	0	0,00	0,2	0,14	0,14
Maquina Lavar	1,00	0	0,00	0	0,00	3	3,00	3,00
Home Theater	0,15	1,5	0,23	0	0,00	0	0,00	0,23
Cafeteira Elétrica	0,20	0,5	0,10	0	0,00	0,5	0,10	0,20
Total			9,41		2,12		26,43	37,96

**Figura 21: Curva de Demanda (Matlab)**

Deve-se notar que este consumo está sendo calculado somente para os dias úteis, das 17h às 22h, onde a tarifa branca apresenta seu maior valor. Pois, o objeto do estudo é suprir a demanda neste período.

Vamos considerar que o produto das eficiências do inversor e baterias é da ordem de 0,87.

Assim:

$$L_{ca} = 9,41 + 2,12 = 11,53 \text{ kWh}$$

Da expressão (11):

$$L = \frac{L_{ca}}{0,87} = 13,25 \text{ kWh}$$

Pode-se notar pela tabela 5, que o chuveiro elétrico e a torneira são os grandes “vilões” na conversão de energia elétrica em calor. O consumo corrigido (L) apresentou valor muito alto. Equipamentos de alto consumo, como o chuveiro elétrico, inviabilizam a solução de sistemas fotovoltaicos, pois exigem um grande número de painéis e baterias. Não podemos esquecer ainda o inversor, que deveria ser capaz de trabalhar com potências muito altas.

Neste contexto, faremos uma adaptação nos cálculos. Tanto o chuveiro quanto a torneira serão retirados do cálculo da demanda de energia para o projeto do sistema fotovoltaico, quando do seu consumo em horário de ponta e intermediário. Para estes equipamentos iremos prever a utilização de um sistema paralelo de aquecimento solar térmico que será apresentado mais à frente.

Serão mantidos somente os consumos do chuveiro e torneira elétrica no período fora de ponta, pois considera-se banhos no período da manhã, onde não será utilizado aquecimento solar térmico.

A partir deste ponto, os cálculos irão considerar a tabela 6 a figura 22 abaixo:

Tabela 7: Consumo dos Equipamentos Elétricos – Desconsiderando Chuveiro e Torneira Elétrica

Aparelho	Potência Nominal (kW)	Ponta		Intermediário		Fora de Ponta		Consumo Médio Diário (kWh)
		Qtde de horas (h)	Consumo (kWh)	Qtde de horas (h)	Consumo (kWh)	Qtde de horas (h)	Consumo (kWh)	
Chuveiro Elétrico	5,50	0	0,00	0	0,00	0,7	3,85	3,85
Torneira	4,40	0	0,00	0	0,00	0,8	3,52	3,52
Ferro Passar	1,40	0	0,00	0	0,00	2	2,80	2,80
Forno Microondas	0,80	0,5	0,40	0	0,00	1	0,80	1,20
15 Lâmpadas (20 W)	0,30	3	0,90	2	0,60	10	3,00	4,50
TV 42' LED	0,10	3	0,30	2	0,20	5	0,50	1,00
TV 42' LED	0,10	3	0,30	2	0,20	5	0,50	1,00
Notebook	0,02	3	0,06	2	0,04	5	0,10	0,20
Notebook	0,02	3	0,06	2	0,04	0	0,00	0,10
Geladeira	0,08	3	0,24	2	0,16	19	1,52	1,92
Secador Cabelo	0,70	0	0,00	0	0,00	0,2	0,14	0,14
Maquina Lavar	1,00	0	0,00	0	0,00	3	3,00	3,00
Home Theater	0,15	1,5	0,23	0	0,00	0	0,00	0,23
Cafeteira Elétrica	0,20	0,5	0,10	0	0,00	0,5	0,10	0,20
Total			2,59		1,24		19,83	23,66

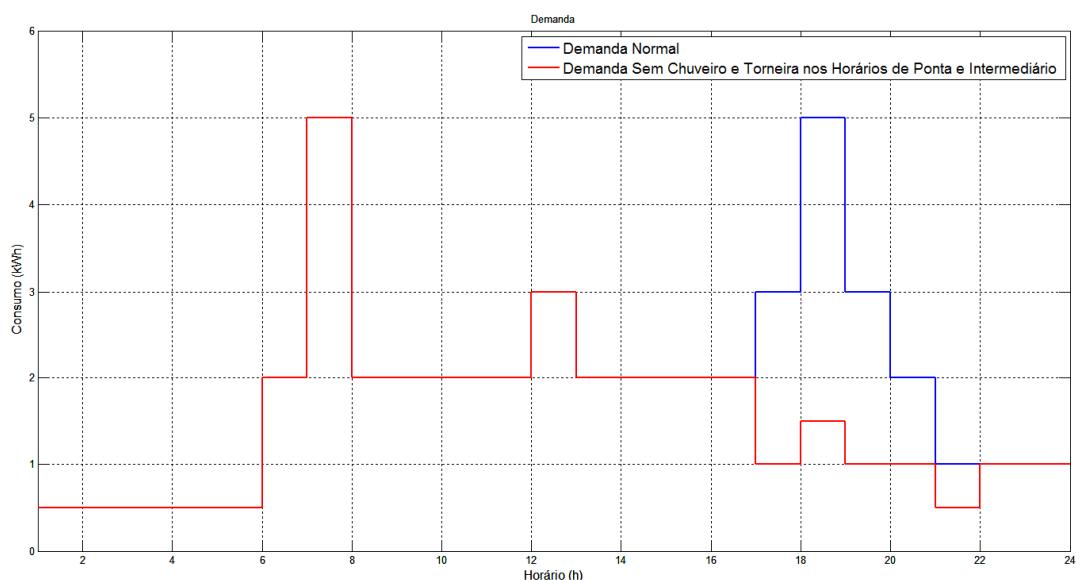


Figura 22: Demanda Readequada (Matlab)

Retirando-se o consumo do chuveiro e a torneira nos horários de ponta e intermediário dos cálculos da demanda, abaixo recalculamos os valores de L_{ca} e L :

$$L_{ca} = 1,24 + 2,59 = 3,83 \text{ kWh}$$

$$L = \frac{L_{ca}}{0,87} = 4,40 \text{ kWh}$$

3.3 Módulo Fotovoltaico

Como premissa, para os cálculos, vamos considerar que as baterias utilizadas serão de 24 V, ou seja, o $V_{sist} = 24 \text{ V}$.

Aplicando a expressão (12) para o cálculo da potência dos módulos:

$$P_m = \frac{L}{HSP \cdot Red_1 \cdot Red_2} = \frac{4,40}{4,63 \cdot 0,75 \cdot 0,9} = 1,41 \text{ kW}$$

A partir da expressão (13) chegamos ao valor da corrente (I_m) que deverá ser fornecida pelos módulos:

$$I_m = \frac{P_m}{V_{sist}} = \frac{1.410}{24} = 58,75 \text{ A}$$

Para prosseguir com os cálculos, faz-se necessário selecionar um fabricante e um modelo de módulo fotovoltaico a fim de obter suas especificações.

Optou-se pelo módulo KD250GX-LFB2 da Kyocera (www.kyocerasolar.com/assets/001/5130.pdf), fornecido pela empresa *Minha Casa Solar* (<http://minhacasasolar.lojavirtualfc.com.br/>). Trata-se de um módulo padrão de mercado, com qualidade reconhecida e de com facilidade para ser encontrado mesmo em sites da internet. Outra vantagem é que este módulo já acompanha o controlador de carga específico para instalação.

A figura 20, abaixo, apresenta o datasheet do modelo contendo as especificações elétricas.

As dimensões de cada painel: 1662 x 990 x 46 (mm).

Standard Test Conditions (STC) STC = 1000 W/M ² irradiance, 25°C module temperature, AM 1.5 spectrum*			
	KD245GX-LFB2	KD250GX-LFB2	
P _{max}	245	250	W
V _{mp}	29.8	29.8	V
I _{mp}	8.23	8.39	A
V _{oc}	36.9	36.9	V
I _{sc}	8.91	9.09	A
P _{tolerance}	+5/-0	+5/-0	%
Nominal Operating Cell Temperature Conditions (NOCT) NOCT = 800 W/M ² irradiance, 20°C ambient temperature, AM 1.5 spectrum*			
T _{NOCT}	45	45	°C
P _{max}	176	180	W
V _{mp}	26.8	26.8	V
I _{mp}	6.58	6.72	A
V _{oc}	33.7	33.7	V
I _{sc}	7.21	7.36	A
PTC	219.1	223.7	W
Temperature Coefficients			
P _{max}	-0.46	-0.46	%/°C
V _{mp}	-0.52	-0.52	%/°C
I _{mp}	0.0065	0.0065	%/°C
V _{oc}	-0.36	-0.36	%/°C
I _{sc}	0.060	0.060	%/°C
Operating Temp	-40 to +90	-40 to +90	°C

Figura 23: Especificações Elétricas do Módulo Kyocera

De posse das especificações técnicas e utilizando as expressões (14) e (15), podemos calcular a quantidade módulos que será necessária:

$$N_{\text{módulos em paralelo}} = \frac{I_m}{I_{mp}} = \frac{58,75}{8,39} \cong 7$$

$$N_{módulos\ em\ série} = \frac{1,2 \cdot V_{sist}}{V_{mpTmax}} = \frac{1,2 \cdot 24}{27,6} = 1,04$$

Considerando que existe o fator de 1,2 multiplicando a expressão acima, iremos arredondar o resultado para 1 módulo em série. Desta forma estaremos reduzindo os custos do sistema sem colocar em risco a segurança, pois o fator 1,2 já prevê certa variação.

Ou seja, a quantidade total de módulos necessária para atender a demanda será:

$$N_{módulos\ em\ série} \cdot N_{módulos\ em\ paralelo} = 7 \cdot 1 = 7$$

O custo de dos módulos fornecido pela empresa citada (Minha Casa Solar):

Tabela 8: Custo do Módulo Kyocera KD250GX-LFB2

Módulo Kyocera KD250GX-LFB2	R\$ 1.410,22
7 x	R\$ 9.871,54

$$\text{Área necessária: } 7 \times 1,645 = 11,5 \text{ m}^2$$

3.4 Baterias

Baseado na demanda de energia (L), a empresa *Minha Casa Solar* indicou a utilização de baterias *Freedom DF 4001 220Ah/240Ah*. Esta bateria apresenta a característica: de $CBI_{C20} = 220\text{Ah}$.

Tabela 9: Características e Custo da Bateria Freedom DF 4001 220Ah/240Ah

CBI_{C20}	220 Ah
Custo unitário	R\$ 916,00

Abaixo, pode-se verificar o gráfico do ciclo de vida para bateria em questão.



Figura 24: Ciclo de Vida para Bateria Freedom DF 4001
Fonte: Catálogo Técnico da Bateria Estacionária Freedom

Da figura 21, selecionamos a profundidade de carga (P_d) de 20% de forma que a bateria possa suportar cerca de 1500 ciclos, ou seja, aproximadamente 5 anos.

Utilizando-se as expressões (16) e (17):

$$CB_{C20} = \frac{L \cdot N}{P_d} = \frac{4.400 \cdot 2}{0,2} = 44.000 \text{ Wh}$$

$$CBI_{C20} = \frac{CB_{C20}}{V_{sist}} = \frac{44.000}{24} = 1.833,33 \text{ Ah}$$

Desta forma, o número de baterias em paralelo será dado pela expressão (18):

$$N_{\text{baterias em paralelo}} = \frac{CBI_{C20}}{CBI_{batC20}} = \frac{1.833,33}{220} \cong 8,33 \rightarrow 9$$

Utilizaremos nove baterias em paralelo.

Custo total: $9 \times \text{R\$ } 916,00 = \text{R\$ } 8.244,00$

3.5 Inversor

O inversor deve ser escolhido de tal forma que sua potência seja igual ou superior à potência máxima do sistema.

Considerando $P_m = 1,41 \text{ kW}$ como sendo a máxima potência do sistema.

A empresa *Minha Casa Solar* indicou o inversor Wagan Tech 2004-4 1500 W 24V/110V.

Potência de pico 3.500W

Custo unitário: R\$ 989,00.

3.6 Custo Total do Projeto do Sistema Fotovoltaico

Tabela 10: Custo Total do Sistema Fotovoltaico

Módulos	R\$ 9.871,54
Baterias	R\$ 8.244,00
Inversor	R\$ 989,00
Total	R\$ 19.104,54

Em contato com o fornecedor (*Minha Casa Solar*), foi negociado, para pagamento à vista, um desconto de 10%. Assim:

Total: R\$ 17.194,08

3.7 Projeto do Sistema Solar Térmico

Os cálculos apresentados a seguir utilizam a Norma ABNT NBR 15569:2008. Os detalhes podem ser encontrados no Apêndice A.

Premissas adotadas:

- $T_{consumo} = 40^\circ$ (sugerida na Norma ABNT NBR 15569:2008);
- $T_{armazenamento} = 50^\circ$;
- $T_{ambiente} = 20^\circ$ (Atlas Brasileiro de Energia Solar);

Demandas:

Tabela 11: Consumo de Pontos de Utilização de Água Quente
Fonte: ABNT

Peça	Consumo Mínimo	Consumo Máximo	Ciclo Diário (Minutos/pessoa)
Ducha de Banho	3,0 L/min	15,0 L/min	10
Torneira	3,0 L/min	4,8 L/min	2

O consumo de água das duchas e torneira, considerando-se somente a utilização no período de ponta e intermediário (já foi citado anteriormente que durante o horário fora de ponta, a premissa será utilizar o aquecimento elétrico):

- 4 pessoas x 1 banhos/dia x 10 min/pessoa x 9 L/min = 360 L/dia
- 4 pessoas x 5 lavagens/dia x 2 min/pessoa x 3 L/min = 120 L/dia

A empresa Transsen foi a única que respondeu a solicitação de orçamento de equipamento. O coletor indicado foi o modelo Itapuã V2.0, classificação A no INMETRO, selo PROCEL de eficiência energética e área 2.02 m².

No site do Inmetro (<http://www.inmetro.gov.br/>), encontramos os valores dos parâmetros do coletor em questão:

$$Fr(\tau\alpha) = 0,709 \text{ (coeficiente de ganho do coletor);}$$

$$FrUL = 6,443 \text{ (coeficiente de perdas do coletor).}$$

Volume de armazenamento:

$$V_{armaz} = \frac{V_{consumo} \times (T_{consumo} - T_{ambiente})}{(T_{armaz} - T_{ambiente})} \quad (20)$$

$$V_{armaz} = \frac{0,48 \times (40 - 20)}{50 - 20} = 0,32 m^3$$

Desta forma optamos pelo boiler de 400 L da Transsen: R\$ 1.400,00

Energia útil:

Onde:

$$E_{util} = V_{armaz} \times \gamma \times C_p \times (T_{armaz} - T_{ambiente}) \quad (21)$$

$$\gamma = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$C_p = 11,63 \times 10^{-4} \text{ kWh/(kg } ^0\text{C)}$$

$$E_{util} = 400 \times 11,63 \times 10^{-4} \times (50 - 20) \cong 14 \text{ kWh}$$

Área coletora:

$$PMDEE = 4,901 \times (0,709 - 0,0249 \times 6,443) = 2,69 \text{ kWh/m}^2$$

$$A_{coletora} = \frac{(14 + 0,15 \times 14) \times 1 \times 4,901}{2,69 \times 4,63} = 6,32 \text{ m}^2$$

Quantidade de coletores:

$N_{coletores} = 6,32 / 2,02 = 3,13$, que arredondando: 4 coletores.

Custo do projeto de aquecimento solar térmico:

Tabela 12: Custo do Projeto de Aquecimento Solar Térmico

Boiler 400L	R\$ 1.400,00
Coletores (4 x R\$ 518,00)	R\$ 2.072,00
Instalação (15% do valor total)	R\$ 520,00
Total	R\$ 3.992,8

3.8 Custo total da instalação

Tabela 13: Custo Total do Projeto Final

Projeto do Sistema Fotovoltaico	R\$ 17.194,08
Projeto do Sistema de Aquecimento Solar Térmico	R\$ 3.992,8
Custo Total	R\$ 21.186,89

4 TARIFAS

A tarifa convencional para a cidade em questão foi obtida no site da CPFL (<http://servicosonline.cpfl.com.br/servicosonline/taxasetarifas/taxasetarifas.aspx>), para consumidores grupo B, residencial normal:

Tabela 14: Tarifa Convencional para Consumidor Grupo B Residencial Normal - CPFL

TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/Mh)
117,75	199,11

Aplicando-se os fatores padrão de construção de tarifas da ANEEL:

Tabela 15: Tarifas

Convencional (R\$/kWh)	0,31686	
Branca (R\$/kWh)	Ponta	0,64690
	Intermediaria	0,38213
	For a de Ponta	0,25260

Considerando-se os impostos (PIS, COFINS e ICMS):

Tabela 16: Tarifas com Impostos (Preço)

Convencional (R\$/kWh)	0,41138	
Branca (R\$/kWh)	Ponta	0,83987
	Intermediaria	0,49612
	For a de Ponta	0,32795

5 ANÁLISE ECONÔMICA

Primeiramente, vamos verificar como ficaria o gasto mensal considerando a tarifa convencional e sem utilizar qualquer tipo de energia alternativa:

Tabela 17: Gasto Mensal com Tarifa Convencional

Tarifa (R\$/kWh)		Consumo Médio Diário (kWh)	Número de dias	Consumo Médio Mensal (kWh)	Gasto Mensal (R\$)
Convencional	0,41138	37,96	30	1138,65	468,42

Agora vejamos como ficariam os gastos mensais adotando-se a tarifa branca.

Tabela 18: Gasto Mensal com Tarifa Branca

Tarifa (R\$/kWh)			Consumo Médio Diário (kWh)	Número de dias	Consumo Médio Mensal (kWh)	Gasto Mensal (R\$)
Dias úteis	Ponta	0,83987	9,41	22	206,91	173,78
	Intermediaria	0,49612	2,12	22	46,64	23,14
	Fora de Ponta	0,32795	26,43	22	581,46	190,69
Final de semana	Fora de ponta	0,32795	37,96	8	303,64	99,58
TOTAL					1138,65	487,19

O simples fato de se adotar a tarifa branca acarretaria em um aumento de cerca de 4% na conta mensal.

Agora vamos considerar a adoção do sistema solar térmico. Levando-se em conta tabela 6 e a curva de carga (figura 22), o comparativo de gastos entre a utilização da tarifa convencional e a tarifa branca, ainda sem opção pela energia fotovoltaica, mas com adoção do sistema solar térmico ficaria da forma abaixo:

Tabela 19: Gasto Mensal com Tarifa Convencional +Solar Térmico - Sem Energia Fotovoltaica

Tarifa (R\$/kWh)		Consumo Médio Diário (kWh)	Número de dias	Consumo Médio Mensal (kWh)	Gasto Mensal (R\$)
Convencional	0,41138	23,66	30	709,65	291,94

Pode-se verificar que a adoção do sistema solar térmico por si só já acarretaria em uma economia de 37,7% na conta mensal. Isso tudo sem utilizar sequer a tarifa branca.

Tabela 20: Gasto Mensal com Tarifa Branca + Solar Térmico - Sem Energia Fotovoltaica

Tarifa (R\$/kWh)			Consumo Médio Diário (kWh)	Número de dias	Consumo Médio Mensal (kWh)	Gasto Mensal (R\$)
Dias úteis	Ponta	0,83987	2,59	22	56,87	47,76
	Intermediaria	0,49612	1,24	22	27,28	13,53
	Fora de Ponta	0,32795	19,83	22	436,26	143,07
Final de semana	Fora de ponta	0,32795	23,66	8	189,24	62,06
TOTAL					709,65	266,43

Ao adotar-se a tarifa branca a redução seria de cerca de cerca de 8,7% no valor da conta de energia. Ou seja, utilizando-se um sistema de aquecimento solar térmico, a economia entre a opção pela tarifa convencional e a opção pela tarifa branca seria de 8,7%. Porém, se considerarmos o ganho total da utilização do sistema solar térmico, ou seja, gasto mensal com tarifa convencional (tabela 16) e gasto mensal com tarifa branca e sistema solar térmico (tabela 19), teríamos uma redução de 43,1% na conta.

Apenas a título de curiosidade, o sistema solar térmico teria um payback de 2,5 anos.

Iremos considerar agora, para comparação, que a adoção da tarifa branca é feita em conjunto com aquisição do equipamento fotovoltaico para suprir a energia durante os horários de ponta e intermediário. A tabela 18, abaixo, representa esta condição:

Tabela 21: Gasto Mensal com Tarifa Branca + Solar Térmico – Com Adoção de Energia Fotovoltaica

Tarifa (R\$/kWh)		Consumo Médio Diário (kWh)	Número de dias	Consumo Médio Mensal (kWh)	Gasto Mensal (R\$)
Dias úteis	Ponta	0,83987	0,00	22	0
	Intermediaria	0,49612	0,00	22	0
	Fora de Ponta	0,32795	19,83	22	436,26
Final de semana	Fora de ponta	0,32795	19,83	8	158,64
TOTAL				594,9	195,10

Na figura 25, abaixo, pode-se verificar, em verde, a energia que será suprida pelo sistema fotovoltaico. O valor desta energia é que será utilizada para viabilizar os custos do investimento no sistema fotovoltaico. Note-se que a área em verde corresponde somente à energia consumida nos horários intermediário e de ponta da tarifa branca.

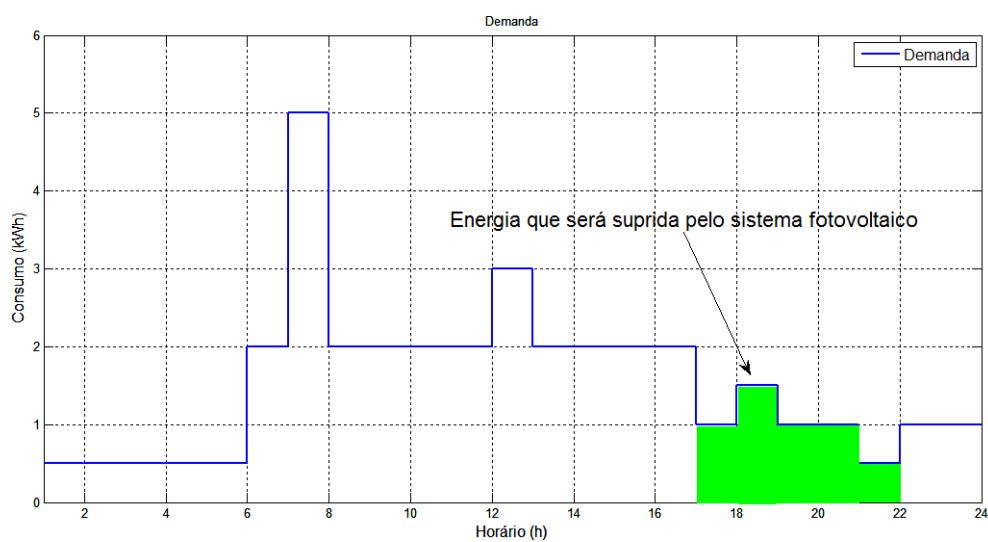


Figura 25: Demanda com Adoção de Energia Fotovoltaica

Pode-se verificar que, a adoção da tarifa branca associada à utilização de energia fotovoltaica de forma a suprir toda energia consumida nos horários de ponta e intermediário (tabela 20), representou uma economia de 26,7 % em relação à tarifa sem energia fotovoltaica (tabela 19).

Porém, agora teremos que considerar o investimento em equipamentos e verificar se o retorno ainda é vantajoso, pois este é o principal objetivo deste estudo.

Iremos agora apresentar alguns cenários para o payback e VPL considerando um investimento inicial R\$ 17.194,08 em equipamentos para o sistema fotovoltaico.

5.1 Cenário 1 - Taxa de juros 11,0%

Neste cenário utilizamos para o cálculo do VPL, uma taxa igual à taxa de juros atual (11,0%). O prazo considerado foi de 20 anos, que é igual ao tempo em que os painéis solares conseguem gerar energia segundo site do fornecedor (garantia). A cada cinco anos tivemos que inserir o valor de aquisição de novas baterias, pois todo cálculo foi realizado considerando fator de descarga igual à 20%, o qual permite uma vida útil de cinco anos para o banco de baterias, conforme indicado anteriormente.

A figura 23 abaixo ilustra a simulação. No eixo horizontal, temos o percentual de variação do preço do projeto fotovoltaico. No eixo vertical temos o VPL. Tudo foi calculado para três situações diferentes da tarifa: tarifa normal, aumento de 10% e aumento de 25%.

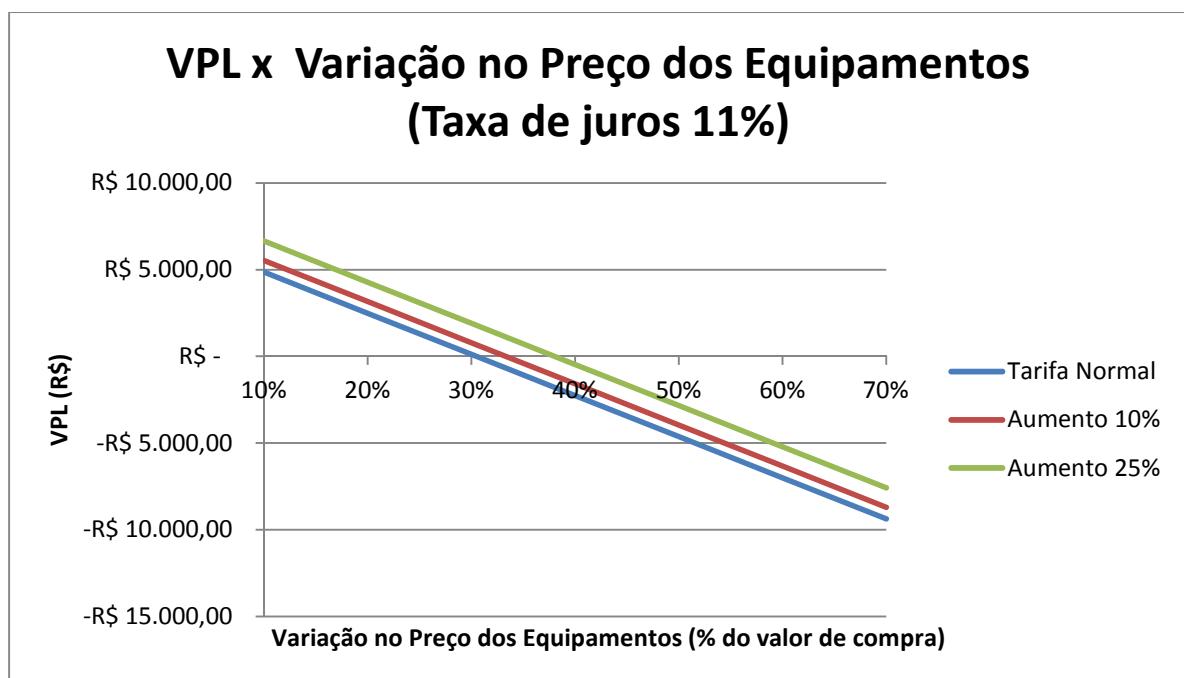


Figura 26: VPL x Variação no Custo do Projeto FV

Este é o cenário principal proposto no estudo, ou seja, toda energia utilizada nos horários de ponta e intermediário seriam supridas pela utilização de energia solar fotovoltaica com o auxílio de baterias.

Pode-se notar que o projeto só será viável quando o custo dos equipamentos for cerca de 30% do valor atual (linha azul corta o eixo horizontal), considerando-se a tarifa normal. Ou seja, para que o projeto seja viável economicamente, considerando-se a tarifa atual, o valor do projeto deveria ser reduzido de R\$ 17.194,08 para cerca de R\$ 5.182,00. Neste caso o payback seria em 20 anos.

Já, se considerarmos um aumento de 25% no valor da tarifa atual, o projeto torna-se viável quando os equipamentos estiverem em torno de 37,7% do seu valor atual (R\$ 6.480,00).

5.2 Cenário 2 – Taxa de Juros 7,25%

Vamos considerar agora um cenário hipotético, onde a taxa de juros voltou aos patamares do ano de 2012, ou seja, 7,25%.

Refazendo as simulações, obtemos a figura abaixo:

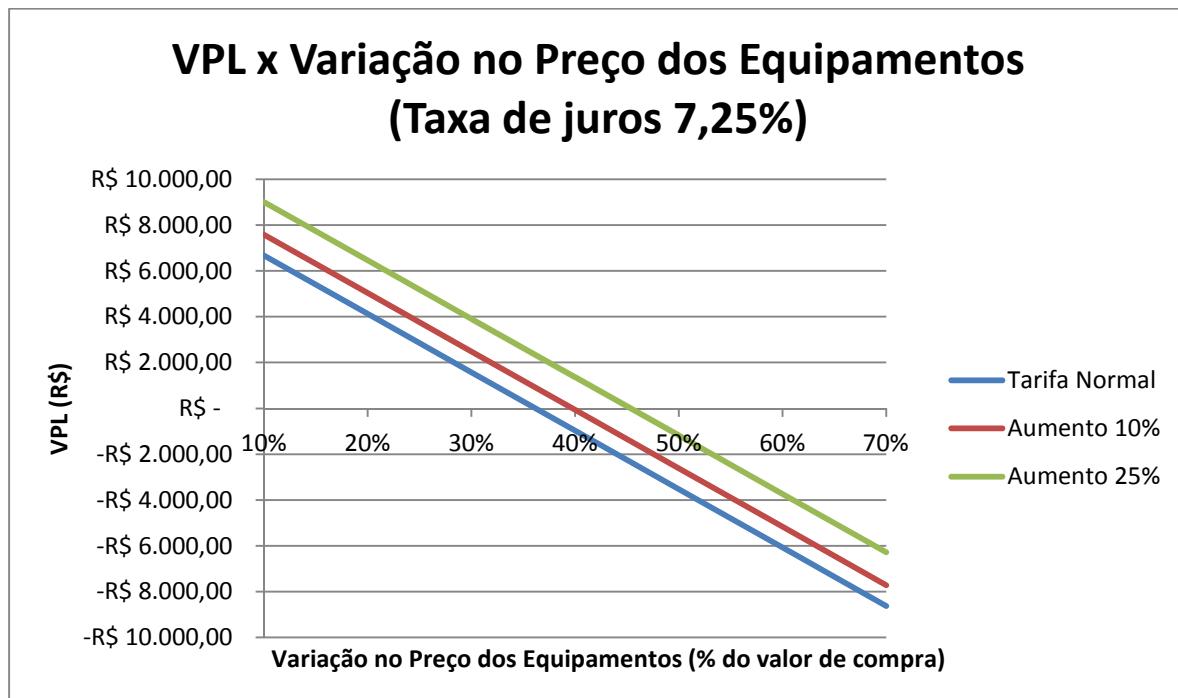


Figura 27: VPL x Variação no Custo do Projeto FV

Para este caso, considerando-se a tarifa atual, o projeto se tornaria viável quando seu valor fosse reduzido a cerca de 36 % do seu valor atual, com payback de 20 anos.

Caso a tarifa aumentasse cerca de 25%, o projeto se tornaria viável quando seu valor fosse cerca de 45% do seu valor atual, com um payback de 20 anos.

5.3 Tarifa FV

Considerando um período de 20 anos, calculamos toda a energia produzida pelo sistema fotovoltaico em questão e fizemos uma simulação do valor da energia fotovoltaica em função do preço do projeto.

A figura abaixo ilustra a simulação:

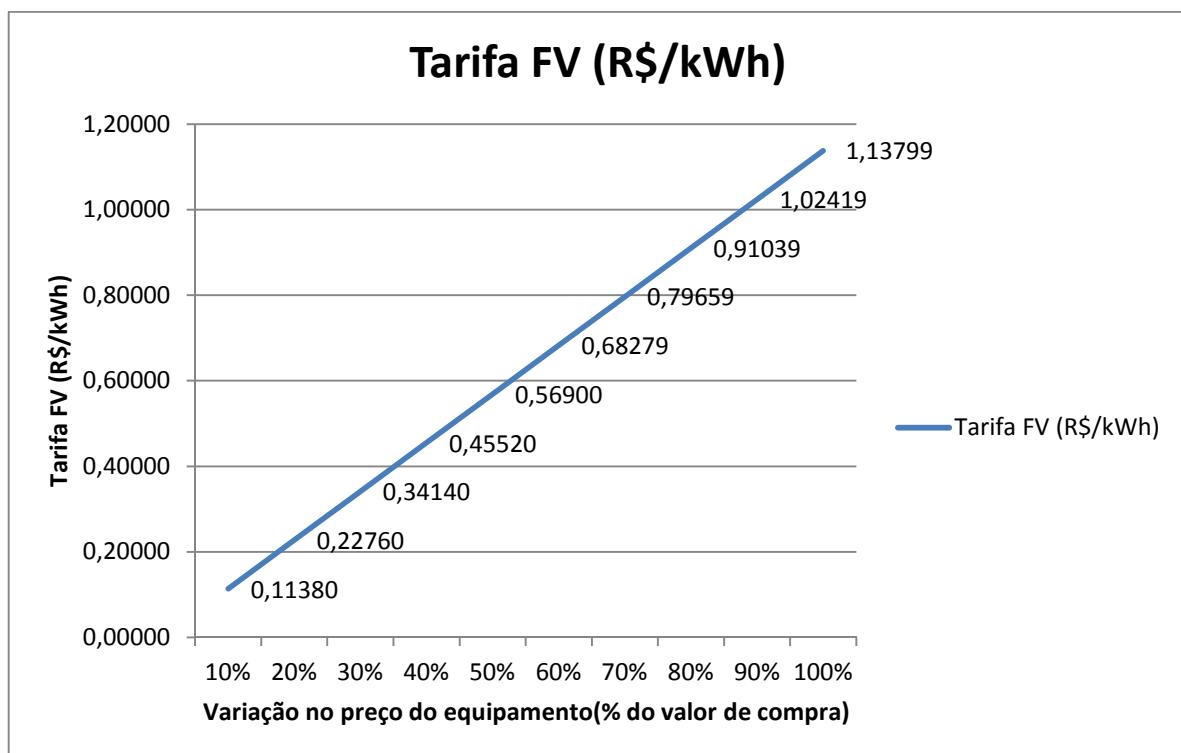


Figura 28: Variação do Custo da Energia Fotovoltaica

Para os valores atuais de aquisição do equipamento, o valor da energia é muito alto (1,13799 R\$/kWh) se comparado à tarifa convencional.

5.4 Cenário Alternativo – Alteração no Hábito de Consumo

Neste ponto iremos propor um cenário alternativo. A proposta é alterar a curva de demanda, modificando o hábito de consumo. O alto consumo que ocorre nos horário de ponta e intermediário serão deslocados para o horário fora de ponta. Isto pode ser feito se os banhos, por exemplo, ocorrerem antes das 17h ou após às 22h.

A curva de demanda ficaria semelhante à figura 29, abaixo:

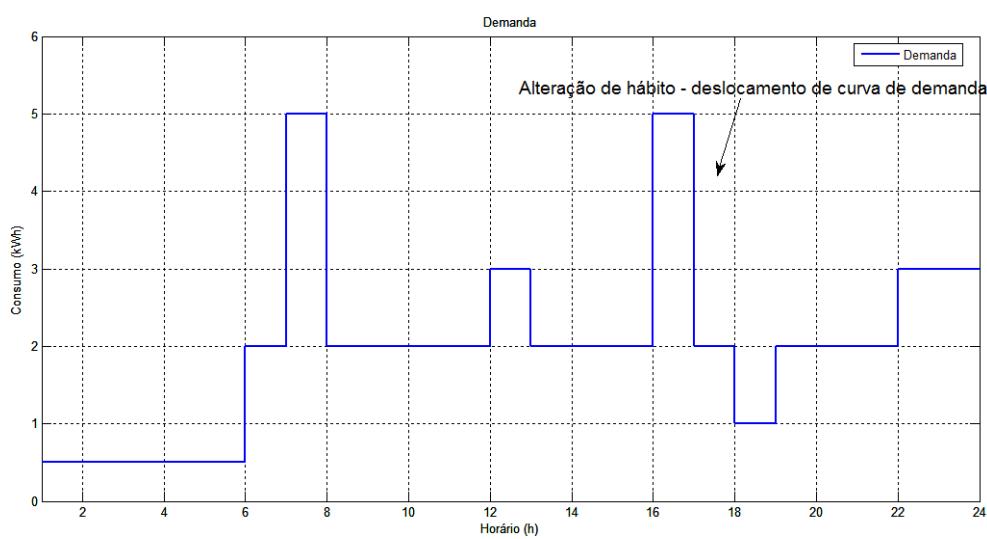


Figura 29: Demanda - Deslocando consumo para fora de ponta

Na tabela 21, abaixo, podemos verificar a alteração nos valores mensais das contas quando alteram-se os hábitos de consumo conforme proposto acima.

Tabela 22: Comparativo - Mudança de Hábito

1) Tarifa convencional	R\$ 468,42
2) Tarifa Branca	R\$ 407,67
3) Tarifa Branca + Sistema Fotovoltaico	R\$ 329,49

Verifica-se que o simples fato de adotar a tarifa branca (2), sem qualquer sistema alternativo, já produz um ganho de 13% na conta de energia. Agora comparando (2) e (3) tem-se um ganho de cerca de 19%. Porém, esta economia de 19% (aprox. R\$ 78,18) ainda não é suficiente para viabilizar o investimento no sistema fotovoltaico. Este cenário aproxima-se muito do cenário 1 para tarifa normal,

ou seja, o projeto só seria viável se o valor do equipamento fosse para cerca de 30% do seu valor de compra.

5.5 Cenário – Projeto Solar Térmico

Como já foi demonstrado acima, a simples utilização de um sistema de aquecimento solar térmico associado à tarifa branca, apresentou-se como uma proposta extremamente vantajosa. Pois, o custo do equipamento já encontra-se bastante reduzido.

Apenas para ilustrar novamente o que já foi apresentado acima:

Investimento – sistema solar térmico	R\$ 3.992,00
Gasto mensal com tarifa convencional (sem sistema solar térmico)	R\$ 468,42
Gasto mensal com tarifa convencional (com sistema solar térmico)	R\$ 291,94
Gasto mensal com tarifa branca + sistema solar térmico	R\$ 266,43
Payback	2,5 anos

5.6 Resumo

Tabela 23: Resumo - Comparativo

Gasto Original (Tarifa Convencional, Sem Adoção de Energia Alternativa)	R\$ 468,42
Gasto com Adoção de Tarifa Branca (Sem Energia Alternativa)	R\$ 487,19
Gasto com Tarifa Convencional + Adoção de Sistema Solar Térmico	R\$ 291,94
Gasto com Tarifa Branca + Adoção de Sistema Solar Térmico	R\$ 266,43
Gasto com Tarifa Branca + Sistema Solar Térmico + Fotovoltaico	R\$ 195,10

6 CONCLUSÃO

A adoção da tarifa branca para consumidores residenciais associada à utilização de microgeração fotovoltaica ainda não é viável economicamente para os valores atuais de aquisição dos sistemas fotovoltaicos.

De início, já esbarramos na questão da alta potência e consumo dos chuveiros e torneiras elétricas. Além da grande quantidade de coletores e baterias, também esbarramos no dimensionamento do inversor, que é feito baseado na potência máxima. Para o projeto em questão, caso tivéssemos os dois chuveiros ligados simultaneamente, já seria necessário um inversor de aproximadamente 11 kW.

Mesmo retirando a parcela referente aos chuveiros e às torneiras, o custo do sistema fotovoltaico ainda ficou elevado se comparado ao ganho na adoção da tarifa branca.

Um dos principais motivos para que o projeto tenha ficado inviável é a utilização de baterias, que por sua vez, também obrigam a utilização de controladores de potência. A adição destes equipamentos ao projeto onera em cerca de 100% os custos se comparado a um mesmo projeto que não necessite de armazenamento. Ou seja, os custos praticamente dobram ao se utilizar armazenamento.

Em resumo, o ganho obtido no valor da conta ao se adotar a tarifa branca associada à uma micro geração fotovoltaica, não cobre os valores de investimento em equipamento. Isto se deve basicamente à dois fatos:

- utilização de baterias e controladores de potência;
- custo ainda elevado dos módulos fotovoltaicos.

A utilização de sistemas solares térmicos demonstrou-se bem mais viável. No exemplo do estudo, o investimento neste equipamento teria um payback de 2,5 anos. Ou seja, a utilização de sistemas de aquecimento solar térmico associado à tarifa branca é vantajosa. Isso se deve principalmente ao investimento nesse tipo de equipamento ser mais baixo.

Uma proposta para estudo seria avaliar este mesmo projeto em outras localidades do país onde a irradiação solar é maior, por exemplo, na região nordeste, onde é possível obter-se HSP maior de 5 h. Outro ponto que colaboraria à

favor seria o fato da tarifa nestas outras regiões também ser maior. Ou seja, teríamos uma tarifa maior associada à uma irradiação maior. Estes fatos podem tornar o projeto viável.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Empresa de Pesquisas Energéticas, EPE, disponível em:

http://www.epe.gov.br/geracao/documents/estudos_23/nt_energiasolar_2012.pdf

ANEEL. Espaço do consumidor, Tarifa Branca (consultado em 09 de 2014)

<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781>

ANEEL. PRORET, Procedimento de Regulação Tarifária, Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Energia (Consultado em 09 de 2014), disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Proret_M%C3%B3dulo%207.pdf

Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética, PROCEL (consultado em 09 de 2014), disponível em : <http://www.procelinfo.com.br/>

Centro de Ciência do Sistema Terrestre. Atlas Brasileiro da Energia Solar (consultado em 09 de 2014), disponível em:

http://www.ccst.inpe.br/wp-content/themes/ccst-2.0/pdf/atlas_solar-reduced.pdf

CPFL Energia – Taxas e Tarifas (consultado em 10 de 2014), disponível em: <http://servicosonline.cpfl.com.br/servicosonline/taxas tarifas/taxas tarifas.aspx>

CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (consultado em 09 de 2014), disponível em:

http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf

Impacto da Microgeração e de Tarifa Branca nos Sistemas de Baixa Tensão, Portal O Setor Elétrico (s.d.), disponível em :

<http://www.osetoreletrico.com.br/web/component/content/article/57-artigos-e-materias/1308-impacto-da-microgeracao-e-da-tarifa-branca-nos-sistemas-de-baixa-tensao.html>

Inmetro, <http://www.inmetro.gov.br/>

Seminário Micro e Mini Geração Distribuída – impactos da resolução normativa ANEEL RN 482/2012 (abril/2014) Apresentação: Geração distribuída: contexto nacional e internacional da normatização; Lima, Claudio

Pacheco, Claudio. Notas de Aula: ERG-006 Energia Solar I.

8 APÊNDICE A

8.1 Sistema de aquecimento solar de água em circuito direto – Projeto e instalação (ABNT NBR 15569:2008)

Dimensionamento simplificado:

Volume de consumo ($V_{consumo}$): Volume total de água quente consumido diariamente em m^3 .

Volume de Armazenamento ($V_{armazenamento}$): é o volume do sistema de armazenamento em m^3 , $\geq 75\% \times V_{consumo}$

$$V_{armaz} = \frac{V_{consumo} \times (T_{consumo} - T_{ambiente})}{(T_{armaz} - T_{ambiente})}$$

$T_{consumo}$: temperatura de consumo de utilização em $^{\circ}\text{C}$, sugere-se que seja adotado $40\ ^{\circ}\text{C}$;

$T_{armazenamento}$: temperatura de armazenamento da água em $^{\circ}\text{C}$, sugere-se $T_{armazenamento} \geq T_{consumo}$

$T_{ambiente}$: temperatura ambiente média anual do local de instalação.

$$E_{útil} = V_{armaz} \times \gamma \times C_p \times (T_{armaz} - T_{ambiente})$$

$E_{útil}$: energia útil em kWh/dia;

γ : peso específico da água igual à $1.000\ \text{kg/m}^3$

C_p : calor específico da água igual à $11,63 \times 10^4\ \text{kWh/(kg}\ ^{\circ}\text{C)}$

$$A_{coletora} = \frac{(E_{útil} + E_{perdas}) \times FC_{instal} \times 4,901}{PMDEE \times I_G}$$

$A_{coletora}$: é a área coletora em m^2 ;

I_G : é o valor da irradiação global média anual par ao local de instalação ($\text{kWh/m}^2\text{dia}$);

E_{perdas} : somatória das perdas térmicas: $E_{perdas} = 0,15 \times E_{útil}$

$$PMDEE = 4,901 \times (Fr\tau\alpha - 0,0249 \times Fr_{ur})$$

Fr $\tau\alpha$: coeficiente de ganho do coletor solar, adimensional, obtido no site do Inmetro para cada marca/modelo do coletor;

FrUL: coeficiente de perdas do coletor solar, adimensional, obtido no site do Inmetro para cada marca/modelo do coletor.