

CENTRO UNIVERSITÁRIO DO SUL DE MINAS
ENGENHARIA ELÉTRICA
REGINALDO DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA
DE MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICO: um estudo de caso**

Varginha
2018

REGINALDO DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA
DE MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICO: um estudo de caso**

Trabalho de conclusão de curso, apresentado ao curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas como pré-requisito para obtenção do grau de bacharel, sob orientação do Prof. Silvio Bottrel Guimarães

**Varginha
2018**

REGINALDO DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA
DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICO: um estudo de caso**

Trabalho de conclusão de curso, apresentado ao curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas como pré-requisito para obtenção do grau de bacharel, apresentado a banca examinadora composta pelos membros:

Aprovado em / /

Prof. Sílvio Bottrel Guimarães

Prof.

Prof.

OBS:

RESUMO

O estudo de viabilidade econômica para instalação de sistemas fotovoltaicos na área não residencial é altamente importante devido à grande necessidade de utilizar novas fontes alternativas de energia que vem sendo impulsionado pelo esgotamento das fontes tradicionais em uso, pelo crescimento da população brasileira, aumento da demanda de energia e diversas questões ambientais. Como o setor industrial é responsável por aproximadamente 42,4 % do consumo da energia elétrica, há uma grande necessidade da expansão do parque gerador para atender a demanda por energia elétrica no país. É fato conhecido que o Brasil possui uma grande capacidade de exploração de energia proveniente do Sol, o que em países desenvolvidos já é uma realidade quando se trata do aproveitamento desse recurso para geração de eletricidade. Assim, indústrias cobrem seus prédios e estacionamentos com painéis solares, e até mesmo setores públicos e residências aproveitam seus espaços para a geração de energia. Portanto, neste trabalho serão demonstrados os desafios a serem enfrentados na exploração dessa fonte de energia inesgotável como os custos, as vantagens e desvantagens, e se há ou não benefícios econômicos.

Palavras chave: Painel solar. Microgeração. Viabilidade econômica. Fotovoltaico.

ABSTRACT

The economic feasibility study for the installation of photovoltaic systems in the non-residential area is highly important due to the great need to use new alternative sources of energy that has been driven by the exhaustion of the traditional sources in use, the growth of the Brazilian population, Energy and environmental issues. As the industrial sector is responsible for approximately 42.4% of the electricity consumption, there is a great need to expand the generator base to meet the demand for electricity in the country. It is well known that Brazil has a large capacity for exploration of energy from the Sun, which in developed countries is already a reality when it comes to the use of this resource for electricity generation. Thus, industries cover their buildings and parking lots with solar panels, and even public sectors and homes take advantage of their spaces for the generation of energy. Therefore, this paper will demonstrate the challenges to be faced in exploring this inexhaustible source of energy such as costs, advantages and disadvantages, and whether or not there are economic benefits.

Keywords: *Solar panel. Microgeneration. Economic feasibility. Photovoltaic.*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	8
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	10
2.1	O sol e a energia emanada.....	10
2.2	A geração fotovoltaica	10
2.3	Obtenção do silício	11
2.4	As células e suas tecnologias	12
2.4.1	Tipos de células	13
2.4.1.1	Células de silício monocristalino	14
2.4.1.2	Células de silício policristalino	15
2.4.1.3	Silício amorfo	16
2.4.1.4	Arseneto de gálio.....	16
2.4.1.5	Disseleneto de cobre índio	17
2.4.1.6	Telureto de cádmio.....	17
2.5	Características do sistema solar fotovoltaico	18
2.5.1	A célula fotovoltaica	18
2.5.2	Módulo e matriz.....	19
2.5.3	Características elétricas.....	20
2.5.4	Tensão e corrente	20
2.5.5	Circuito elétrico equivalente	21
2.5.6	Curvas de corrente e potência tensão.....	22
2.6	Principais fatores que influenciam o projeto fotovoltaico	23
2.6.1	A intensidade do sol.....	23
2.6.2	Alinhamento dos painéis.....	24
2.6.3	A temperatura	25
2.6.4	O sombreamento	27
2.7	Tipos de sistemas fotovoltaicos	28
2.7.1	Sistemas isolados	28
2.7.2	Sistemas conectados	28
2.8	Componentes do sistema fotovoltaico	29
2.8.1	Módulos	29
2.8.2	Inversores.....	30
2.8.3	Diodo de bloqueio.....	32
2.8.4	Diodo de desvio	32
2.8.5	Medidor bidirecional.....	33
2.8.6	Seccionadoras	33
2.8.7	Proteções	33
2.8.7.1	Disjuntores	33
2.8.7.2	Fusíveis.....	34
2.8.7.3	Dispositivo de proteção contra surtos – DPS	35
2.8.7.4	Aterramento.....	35
2.9	Legislação	35
2.10	Indicadores de viabilidade econômica	37
2.10.1	Valor presente líquido – VPL	37
2.10.2	Taxa interna de retorno – TIR.....	38
2.10.3	Fluxo de caixa	39
2.10.4	<i>Payback</i>	39

3	METODOLOGIA	41
4	DESENVOLVIMENTO	42
4.1	Dimensionamento da planta	42
4.1.1	Cálculo do consumo médio de energia	42
4.1.2	Angulo ideal de inclinação do painel FV	44
4.1.3	Insolação no local	45
4.1.4	Potência da planta fotovoltaica	46
4.1.5	Escolha dos painéis	47
4.1.5.1	Número de painéis necessários	48
4.1.5.2	Máxima e mínima tensão de circuito aberto do painel escolhido	48
4.1.6	Definição do inversor.....	50
4.1.7	Arranjo dos painéis	50
4.1.7.1	Número máximo de módulos por <i>string</i>	51
4.1.7.2	Número máximo de <i>strings</i> por inversor.....	51
4.1.7.3	Ajuste da planta solar	52
4.2	Geração de energia esperada	52
4.3	Potência instalada	55
4.4	Orçamento da planta fotovoltaica	55
4.5	Orçamento da alteração da potência instalada	56
4.6	Viabilidade econômica.....	56
4.6.1	Tributações.....	56
5	RESULTADOS	59
6	CONCLUSÃO	61

1 INTRODUÇÃO

Tecnologias emergentes de conversão de energia tal como sistemas de energia fotovoltaica estão cada vez mais presentes no cenário brasileiro a fim de suprir a crescente demanda por energia elétrica e ao mesmo tempo converter essa energia causando o mínimo impacto ambiental tal qual o mundo tanto aclama. Com a crise do petróleo na década de 70 e a percepção mundial de que os combustíveis fósseis eram finitos, surgiu então a necessidade de se buscar fontes alternativas de energia, a partir daí foram iniciados estudos para desenvolver, dentre outros, sistemas de energia solar fotovoltaica para uso residencial e comercial em aplicações autônomas ou conectadas a rede elétrica. O uso da energia solar fotovoltaica em âmbito nacional se iniciou efetivamente em 1994 com o PRODEM, Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios, sendo considerado um dos maiores programas de eletrificação rural utilizando sistemas fotovoltaicos nos países em desenvolvimento,

Um modelo que está se expandindo no Brasil é o de micro e minigeração distribuída que são caracterizadas, segundo a ANEEL Agência Nacional de Energia elétrica, pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica. As normas que regulamentam estes sistemas estão publicadas na resolução normativa REN nº482 de 17/04/2012 que foi posteriormente revisada e culminou com a publicação da REN nº687/2015 (ANEEL, 2017).

Este trabalho tem o propósito de apresentar um estudo de viabilidade técnica e econômica de um projeto elétrico de minigeração fotovoltaico conectado a rede elétrica para implantação em um comércio de médio porte o qual já utiliza em seu sistema um grupo gerador diesel de 170kva não conectado a rede para atender a demanda em horário de pico. Pretende-se demonstrar todos os equipamentos a serem utilizados no sistema solar e suas características elétricas, a área para implantação dos painéis fotovoltaicos, demonstrar os métodos a serem utilizados para análise de viabilidade econômica tal como Taxa Interna de Retorno, *Payback* e Valor Presente Líquido, e concluir demonstrando o resultado do projeto se é viável ou não, e se sim qual o prazo médio de retorno do capital investido.

Segundo o relatório “Perspectivas da População Mundial”, pesquisa realizada pela Organização das Nações Unidas (ONU) a população mundial atual de aproximadamente 7,3 bilhões atingirá 9,7 bilhões de pessoas em 2050. Todas essas pessoas precisarão de energia para viver, o que aumentará muito a demanda do sistema, além disso, o consumo de energia elétrica *per capita* depende muito do padrão de vida do país. Esse grande aumento da demanda e a necessidade de geração de energia limpa e renovável trazem a necessidade de desenvolver estudos de aplicação da energia solar fotovoltaica, principalmente a partir da publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, que foi um grande incentivo para a microgeração de fontes renováveis em instalações residenciais, comerciais e industriais.

A microgeração fotovoltaica apresenta diversas vantagens para o sistema elétrico. Ela pode estar isolada da rede elétrica, ou seja, operando independente da concessionária de energia elétrica, ou pode ser conectada à rede, um sistema mais seguro, pois é uma garantia de que se terá energia mesmo se não for produzido o suficiente para atender a demanda solicitada.

Como é feito o dimensionamento de um sistema fotovoltaico? Quais os cálculos necessários para enquadrar o projeto dentro das normas vigentes? Como é realizado o dimensionamento, quais equipamentos são utilizados e qual é o investimento necessário para operar um sistema conectado à rede elétrica da concessionária local? Este trabalho tem o objetivo de responder estas e outras perguntas acerca do tema apresentado.

Pretende-se neste trabalho dimensionar um projeto para instalação de um conjunto de painéis fotovoltaicos para atender a demanda de um comércio (supermercado) priorizando o custo benefício. Nesse estudo de caso será feito o dimensionamento do sistema fotovoltaico para atender a demanda, a pesquisa de custo de implantação do sistema dimensionado, calcular as variáveis econômicas para verificar se o projeto é viável economicamente ou não.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 O sol e a energia emanada

A energia do sol na forma de radiação solar suporta quase toda a vida na Terra através da fotossíntese e da temperatura mantida no planeta. O Sol é composto principalmente pelos elementos hidrogênio (74%) e hélio (25%), mas também possui outros elementos como o ferro, níquel, oxigênio, silício, etc. O sol tem uma temperatura superficial de aproximadamente 5500°C, dando-lhe uma cor branca, mas por causa da dispersão atmosférica ele nos parece amarelo. Sua energia é criada na zona profunda do núcleo, com temperatura e pressão altíssimas as quais possibilitam as reações nucleares. A luz solar é a principal fonte de energia para a superfície da Terra que pode ser aproveitada através de uma variedade de processos naturais e sintéticos. O mais importante é a fotossíntese, usado pelas plantas para capturar a energia da radiação solar e convertê-la em uma forma química. A fotossíntese é a síntese de glicose a partir da luz do sol, do dióxido de carbono e da água, tendo como subproduto por assim dizer o oxigênio. É sem dúvida a reação química conhecida mais importante, e quase toda a vida na Terra depende dela. Basicamente, todas as formas de energia no mundo, como a conhecemos, são de origem solar. O petróleo, carvão e gás natural foram originalmente produzidos por processos fotossintéticos, seguidos de complexas reações químicas nas quais a vegetação, algas e animais em decomposição foram submetidos a pressões e temperaturas muito elevadas durante um longo período de tempo. Até mesmo a energia do vento e da maré tem origem solar, uma vez que são causadas por diferenças de temperatura entre várias regiões da terra.

Desde que os seres humanos começaram a raciocinar, eles reconheceram o sol como um poder motriz por trás de cada fenômeno natural, e é por isso que muitas das tribos pré-históricas consideraram o sol um deus, muitas escrituras do antigo Egito dizem que a Grande Pirâmide, uma das maiores realizações de engenharia, foi construída como uma escada para o sol.

Ao longo do século passado, os combustíveis fósseis nos forneceram a maior parte da energia que consumimos, porque eram muito mais baratos e mais convenientes do que a energia de fontes alternativas e, até recentemente, havia pouca preocupação com a poluição ambiental (KALOGIROU, 2009).

2.2 A geração fotovoltaica

A tecnologia de energia fotovoltaica é uma fonte de potência elétrica, que utiliza células semicondutoras capazes de transformar a radiação solar diretamente em energia elétrica, este fenômeno é denominado efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839 pelo físico francês Becquerel, porém esta descoberta permaneceu latente até 1954 quando os Laboratórios Bell desenvolveram a primeira célula solar de silício, que logo encontrou aplicação nos programas espaciais dos EUA, devido a sua alta capacidade de potência por unidade de peso, desde então, tem sido fonte de energia para os satélites e desenvolveu maturidade no espaço (BLUESOL, 2014).

Do ponto de vista da física, a célula fotovoltaica é basicamente um semicondutor de estado sólido de junção p-n com uma grande área voltada para a superfície superior a qual recebe a irradiação solar. A célula converte a luz solar em eletricidade de corrente contínua, várias destas células são montadas em um módulo para gerar energia necessária. Como grande parte da atual tecnologia utiliza material semicondutor cristalino semelhante a chips de circuito integrado, os custos de produção têm sido elevados (MUKIND, 1999).

Estes sistemas podem ser instalados em qualquer lugar onde se possa obter um índice de radiação solar mínima, e por serem dispositivos de estado sólido requerem baixa manutenção não geram ruídos acústicos ou eletromagnéticos e não poluem. São sistemas tão confiáveis que são utilizados em locais inóspitos como no espaço, desertos e regiões remotas (BLUESOL, 2014).

2.3 Obtenção do silício

O Silício é o material semicondutor mais abundante na terra e o material mais utilizado no mundo para fabricação de células fotovoltaica. A principal matéria prima básica para obtenção do silício é o dióxido de silício (SiO_2) mais conhecido como cristal de quartzo. O cristal de quartzo possui muitas impurezas na sua constituição e não pode ser utilizado na fabricação de painéis solares antes de ser purificado. Existem diversas rotas tecnológicas para obtenção do silício, mas basicamente obtém-se o silício transformando o cristal de quartzo em barras ou lingotes de silício por meio de uma reação carbotérmica, em fornos do tipo arco voltaico submerso. A partir desse processo o cristal de quartzo se transforma no Silício Grau Metalúrgico (SiGM), atingindo um grau de pureza em torno de 98,0 a 99,5%, porém, ainda inapropriado à produção de células fotovoltaicas em decorrência do elevado índice de impurezas.

A partir do SiGM, utilizando-se de diversos métodos de purificação pode se então obter o silício de grau solar (SGS), utilizado na fabricação de células solares, que atinge um grau de pureza em torno de 99,9999% ou mais.

Após purificadas, as barras de silício são fatiadas em lâminas finas e dopadas por elementos químicos como o boro e o fósforo. Estes elementos dopantes são importantes para se formar uma Junção pn em uma lâmina de silício inicialmente puro, que é dopada em uma de suas metades com átomos de boro e na outra com átomos de fósforo. Os átomos de silício possuem quatro elétrons em sua última camada de valência que se ligam aos seus átomos vizinhos formando uma rede cristalina. Ao adicionar átomos de fósforo, que possuem cinco elétrons, o sistema ficará com um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado, fazendo com que este elétron fique fracamente ligado ao seu átomo de origem, tendendo a ocupar a banda de condução. Ao adicionar átomos de boro, que possui apenas três elétrons, haverá falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esta falta de elétron é denominada lacuna, sendo que esta fica localizada na banda de valência que apresenta menor energia. Nessa condição, um elétron vizinho poderá passar para esta lacuna, fazendo com que o buraco se desloque.

Portanto, o fósforo é um dopante doador de elétrons denominado dopante n, enquanto que, o boro é um dopante receptor de elétrons denominado dopante p. Com a formação da junção pn, e está sendo exposta a fótons com energia maior que o *gap* de condução, ocorrerá a criação de pares de elétron lacuna provocando assim um movimento de cargas da qual surge uma diferença de potencial.

A existência de impurezas, no SiGM, torna indispensáveis as etapas de purificação para removê-las, já que esses elementos dopantes são adicionados ao silício purificado (SiGS) de forma controlada durante as etapas finais de preparação do semiconductor, ou seja, são adicionados às lâminas de silício em concentrações definidas (CARVALHO, 2014).

2.4 As células e suas tecnologias

Ao se fazer comparações entre tecnologias de energia alternativas, o mais relevante seria o custo da energia por kWh entregue a carga. Na geração fotovoltaica (FV), este custo depende principalmente de dois parâmetros, a eficiência da conversão de energia fotovoltaica e o custo por watt. Juntos, esses dois parâmetros indicam a competitividade econômica da eletricidade fotovoltaica. A eficiência de conversão da célula fotovoltaica é definida pela razão entre a

potência de pico em STC, do inglês *Standard Test Conditions*, ou seja, condições padronizadas de testes, e a potência incidente conforme equação (1):

$$\eta = P_m / I_{rr} \cdot S \quad (1)$$

Onde:

P_m : dado em W/m^2 , é a potência máxima medida a uma temperatura de $25^\circ C$ e uma incidência solar de $1000W/m^2$, ou seja, a potência de pico em STC.

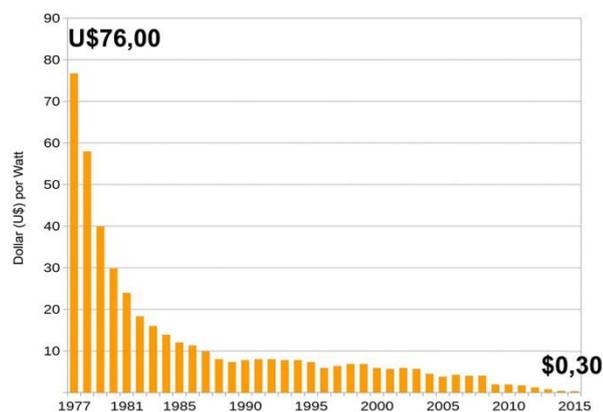
I_{rr} : é a taxa de irradiação padronizada de $1000W/m^2$ em STC.

S : a superfície ativa do painel, dado em m^2 .

As células que são encontradas no mercado hoje ainda possuem um rendimento muito baixo, e esforços contínuos para desenvolvimento produção de células mais eficientes, resultaram em vários tipos de tecnologias FV disponíveis no mercado em função da eficiência de conversão e do custo do módulo (MUKIND, 1999).

O preço na fabricação das células FV vem caindo de forma bastante acentuada nos últimos anos, favorecendo a implantação em grande escala de sistemas de conversão de energia solar/elétrico, como mostra a Figura 1 (CRESESB, 2014).

Figura 01: Declínio do preço da célula fotovoltaica.



Fonte: (CRESESB, 2014)

2.4.1 Tipos de células

Existe hoje diversos tipos de células fotovoltaicas, algumas em pleno uso e outras ainda em fase de estudos, porém as mais comuns e mais utilizadas são as de silício monocristalino as

de silício policristalino e as de filmes finos. A seguir, serão apresentados alguns tipos de células fotovoltaicas e suas características.

2.4.1.1 Células de silício monocristalino

As células com estrutura monocristalina, são fabricadas a partir de blocos de silício ultrapuros, ou seja, que apresenta apenas um tipo de cristal. Estes blocos são aquecidos a altas temperaturas e submetidos a um processo de formação de cristal denominado de método de *Czochralski*, como demonstrado na Figura 2.

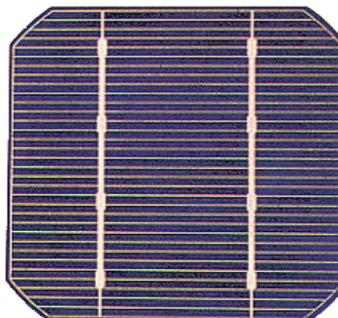
Figura 02- Método de Cristalização



Fonte: (Adaptado de MUKIND, 1999)

Neste processo o silício é fundido juntamente com uma pequena quantidade de material dopante, normalmente o boro que é do tipo P, em seguida utilizando-se um fragmento de cristal denominado de semente, vai-se extraíndo do material fundido, de forma lenta e giratória, um grande cilindro de silício monocristalino levemente dopado.

Figura 03- Célula de silício monocristalino



Fonte: (CRESESB, 2014)

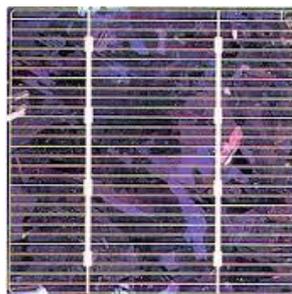
Este cilindro de silício monocristalino é em seguida cortado em fatias finas de aproximadamente 0,3mm. Após o corte e limpeza de impurezas das fatias, introduz-se impurezas do tipo N, de forma a obter a junção. Este processo é feito através da difusão controlada onde as fatias de silício são expostas a vapor de fósforo num forno onde a temperatura varia entre 800 a 1000°C.

Em termos de desempenho o rendimento elétrico do silício monocristalino atingido em laboratório está próximo de 24%, o qual na utilização prática se reduz para cerca de 15%. No entanto, tem como desvantagem a complexidade tecnológica e a grande quantidade de energia gasta na sua produção, que se traduz em custos elevados (CRESESB, 2014).

2.4.1.2 Células de silício policristalino

A produção das células de silício policristalino, são menos dispendiosas, comparadas as de silício monocristalino, por exigirem um processo de preparação das células menos rigoroso. No entanto, o silício policristalino tem uma eficiência menor comparado com as células de silício monocristalino, alcançando uma eficiência de 18% em laboratório e na prática 12%. Através do controle de aquecimento e arrefecimento, o bloco do molde arrefece uniformemente numa direção. A função desta solidificação unidirecional deve-se ao fato de formar o máximo de cristais de silício homogêneos possíveis, com dimensões de grão desde alguns milímetros até vários centímetros. A região fronteira do grão constitui um defeito para o cristal, favorecendo o fenômeno da recombinação que aumenta a resistividade do material, influenciando negativamente na eficiência das células solares, quando comparadas com as células monocristalinas. Dos moldes são obtidos grandes blocos de silício, que por sua vez são cortados em fatias de aproximadamente 0.3mm de espessura e o processo de acabamento é idem ao processo de células monocristalinas (CRESESB, 2014).

Figura 04 - Célula de silício policristalino

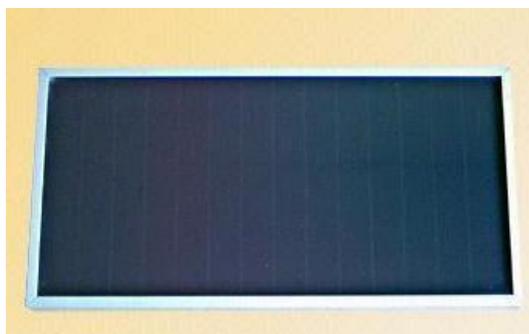


Fonte: (CRESESB, 2014)

2.4.1.3 Silício amorfo

São células que não apresentam qualquer ordenamento na estrutura dos átomos e os custos materiais são reduzidos se comparados às células anteriores, pois apenas 1% do silício utilizado em células solares de silício cristalino é necessário para produção de células solares de silício amorfo, porém apresentam eficiência reduzida. Como a produção de energia elétrica é baixa nesta tecnologia, as células solares baseadas em silício amorfo, tradicionalmente, só tinham sido usadas para aplicações de pequena escala.

Figura 05 - Módulo de silício amorfo



Fonte: (Sanyo, 2017)

No entanto, as inovações recentes permitiram que esta tecnologia também fosse aplicada em larga escala, baseando em uma técnica de fabricação chamada de "empilhamento", várias camadas de células solares de silício amorfo podem ser combinadas resultando em taxas mais altas de eficiência (tipicamente cerca de 6 a 9%). No entanto, o processo de empilhamento se torna muito dispendioso (BLUESOL, 2014).

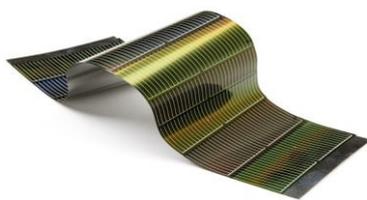
2.4.1.4 Arseneto de gálio

O arseneto de gálio (GaAs) é uma substância com excepcionais propriedades semicondutoras com uma estrutura similar à do silício e apresenta uma eficiência ligeiramente maior, é muito utilizado na fabricação de transistores, porém, ainda é muito pouco utilizado no fabrico de células solares devido ao complexo processo de produção resultando em altos custos. Muitos cientistas acreditam que o arseneto de gálio deverá substituir, futuramente, o silício na fabricação da próxima geração de "chips" de computadores ultra velozes. (BLUESOL, 2014)

2.4.1.5 Disseleneto de cobre índio

O Disseleneto de Cobre e Índio é formado pelos elementos químicos Cobre (Cu), Índio (In) e Selênio (Se). Estes elementos naturais são quimicamente muito estáveis e através da junção destes materiais pode-se conseguir um novo composto com propriedades semicondutoras de grande capacidade de absorção da radiação solar. Os compostos à base de Disseleneto de Cobre e Índio (CIS) são muito promissores devido a algumas características positivas, das quais podemos citar a elevada eficiência apresentada em células de pequenas áreas testadas em laboratório que apresentaram uma taxa de eficiência de 20% e em grandes painéis comerciais algo em torno de 10% a 13%.

Figura 06 - Módulo flexível de CIS



Fonte: (Sanyo, 2017)

Painéis solares de CIS apresentam ótima aparência estética e já podem ser encontrados em forma de telhados, revestimentos, janelas, etc. Alguns aspectos devem ser considerados se a produção atingir níveis significativos, pois, essa tecnologia pode ocasionar problemas ambientais devido à combinação dos elementos envolvidos e sua toxicidade. Células com tecnologia CIS e CdTe se mostraram extremamente promissoras e com o desenvolvimento de novas técnicas de produção (HALLYSON, 2015).

2.4.1.6 Telureto de cádmio

Telureto de Cádmio (CdTe) é um dos materiais policristalinos mais promissores para aplicação em células fotovoltaicas de filmes finos devido ao seu elevado valor de coeficiente de absorção e ao valor de sua *bandgap* (1,5v) muito próximo do máximo de eficiência da conversão solar.

São as células que apresentaram maior progresso de desenvolvimento nos últimos anos e se mostrou tão promissor que uma instalação geradora de energia elétrica (1400kWp) feita somente de módulos de CdTe pode ser encontrada em Dimbach na Alemanha, dentre muitos

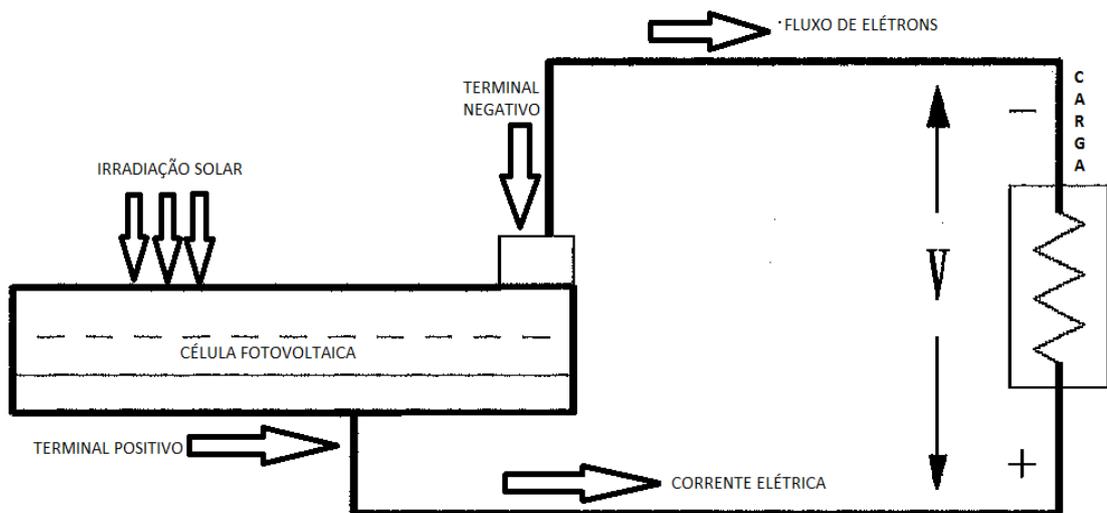
outros sistemas variando entre 400Wp e 1400kWp podem ser encontrados na Alemanha e EUA. Este progresso se deve à pesquisa intensa de novos materiais, novas tecnologias de produção e disseminação da tecnologia pelo mundo ocorrida nos últimos anos (HALLYSON, 2015).

2.5 Características do sistema solar fotovoltaico

2.5.1 A célula fotovoltaica

O efeito fotovoltaico é o processo físico de converter luz solar em energia elétrica. A luz solar é composta de fótons, os quais possuem grande quantidade de energia correspondente aos diferentes comprimentos de onda do espectro solar. As células FV podem refletir, absorver ou deixar com que a luz solar atravesse por ela. Somente a luz que for absorvida irá ser convertida em eletricidade.

Figura 07 - Conversão da energia do fóton em tensão através da junção p-n.



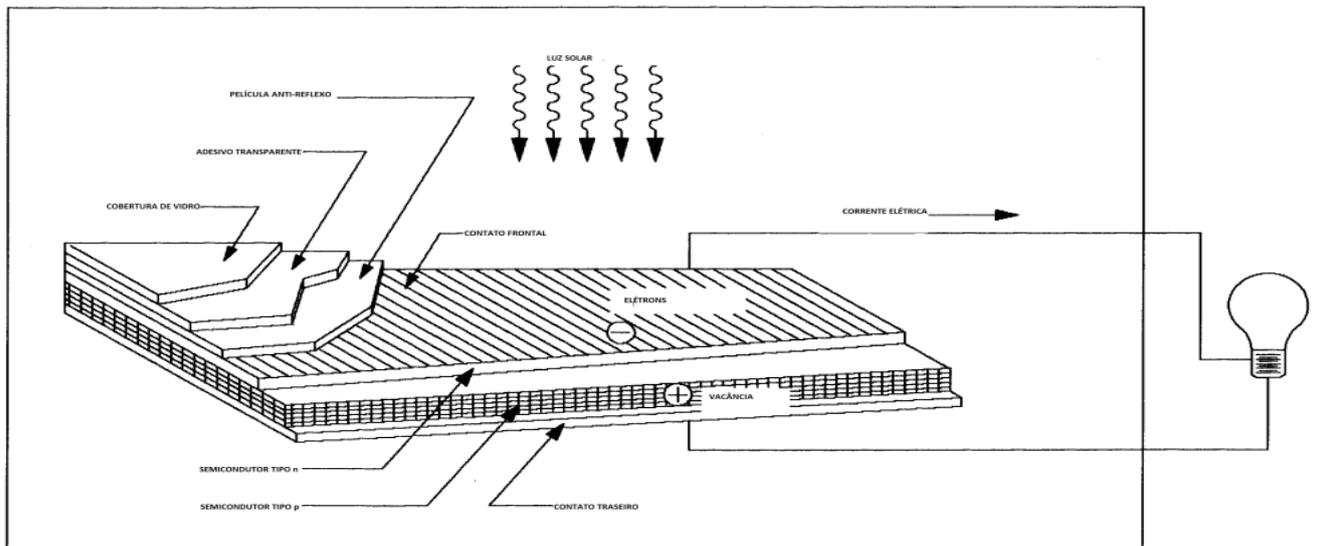
Fonte: (Adaptado de MUKIND,1999)

Quando isso ocorre, a energia do fóton é transferida ao elétron, com essa energia o elétron sai de sua posição original, formando uma lacuna para que possa ser ocupada por outro elétron e assim forma-se a corrente em um circuito elétrico.

As células FV possuem algumas particularidades como, por exemplo, um campo elétrico nela embutido que faz com que corrente produza uma diferença de potencial (DDP). Esse campo elétrico é conseguido intercalando-se dois semicondutores, um tipo-n que possui elétrons em excesso e um tipo-p que possui lacunas em excesso, formando assim a junção p-n.

A figura 8 mostra a construção básica da célula. Os contatos metálicos estão em ambos os lados da junção para coletar a corrente elétrica induzida pelos fótons. O espaçamento das fibras condutoras na malha é desenhado de forma a maximizar a condutância elétrica e minimizar o bloqueio da luz. A face frontal da célula tem revestimento antirreflexo para absorver tanta luz quanto possível minimizando a reflexão. A proteção mecânica é proporcionada aplicando-se um adesivo transparente (MUKIND, 1999).

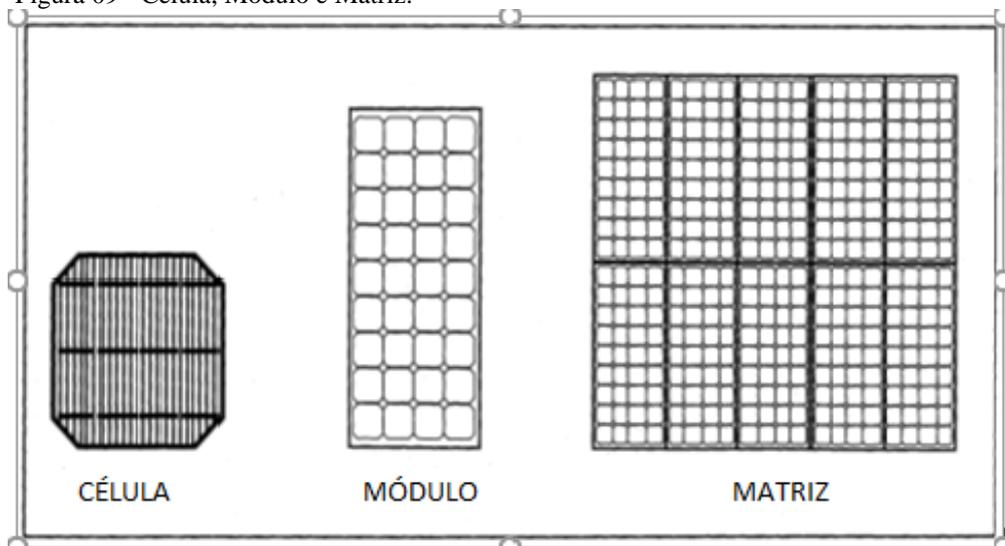
Figura 08 - Construção básica de células FV.



Fonte: (Adaptado de MUKIND, 1999)

2.5.2 Módulo e matriz

Figura 09 - Célula, Módulo e Matriz.



Fonte: (MUKIND, 1999)

A célula solar descrita acima é o bloco básico de construção do sistema de energia fotovoltaica e tem apenas alguns centímetros quadrados e é capaz de prover poucos watts de potência. O módulo ou painel solar é definido como um grupo de várias células conectadas eletricamente em combinações série-paralelo para se conseguir correntes e tensões necessárias.

A Figura 9 nos mostra uma célula FV, que unida com várias outras formam um módulo e vários módulos unidos formam uma matriz (MUKIND, 1999).

2.5.3 Características elétricas

Os módulos FV geralmente são identificados pela sua potência elétrica de pico (Wp), a definição de pico de um módulo FV é realizada nas condições-padrão de ensaio o STC, considerando a irradiância solar de 1000W/m² sob uma distribuição espectral padrão para AM1.5 e uma temperatura de 25°C (CRESESB 2014).

A massa de ar zero (AM0) representa a condição no espaço exterior, onde a radiação solar é de 1350 watts/m². O AM1 representa a condição ideal em terra ao meio dia, com clima seco e ar puro, quando a luz solar experimenta a menor resistência para alcançar a terra. O ar que encontramos em um dia típico com umidade média e poluição é AM1.5, que é tomado como o valor de referência. A energia solar que invade uma superfície em um dia brilhante com AM1.5 é de aproximadamente 1.000 watts / m². A intensidade solar de 500 watts / m² é outra condição de referência que a indústria usa para relatar as curvas I-V(MUKIND, 1999).

Conforme Villalva (2015), “a espessura da massa de ar atravessada pelos raios solares na atmosfera depende do ângulo zenital do Sol”. O cálculo da massa de ar (AM), é calculado a partir da equação (2):

$$AM = \frac{1}{\cos\phi_z} \quad (2)$$

Onde:

AM: massa do ar.

Cos ϕ_z : ângulo formado entre os raios solares e a vertical (Zênite).

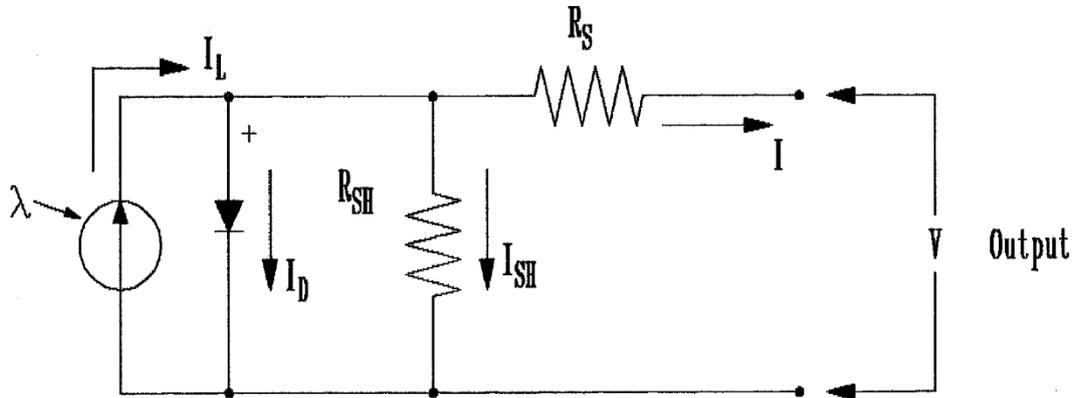
2.5.4 Tensão e corrente

Os dois parâmetros mais importantes e amplamente utilizados para descrever o desempenho elétrico da célula FV é a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}). A medição da corrente de curto (I_{sc}) se faz sob uma total iluminação, ou seja, com iluminância de 1000w/m^2 a 25°c , aplicando-se um curto-circuito nos terminais de saída da célula FV. Desconsiderando-se as perdas de correntes de fuga para terra, e com uma tensão igual a zero nos terminais, a corrente de curto-circuito nessa condição é a própria fotocorrente. Do mesmo modo, desconsiderando-se as perdas, a máxima tensão é produzida quando o circuito está aberto, ou seja, com a corrente igual zero (MUKIND, 1999).

2.5.5 Circuito elétrico equivalente

A complexidade física de uma célula FV pode ser representada por um circuito elétrico equivalente conforme se vê na Figura 10 onde se demonstra os parâmetros do circuito tais como corrente, tensão e resistência.

Figura 10 - Circuito elétrico equivalente do módulo FV.



Fonte: (MUKIND, 1999)

A corrente (I) do terminal de saída da célula que é entregue a carga é igual à corrente (I_L) gerada pela luz, menos a corrente (I_D) do diodo e a corrente (I_{SH}) de derivação do resistor *shunt*, bem como, a resistência em série R_s , representa a resistência interna ao fluxo de corrente e depende da profundidade da junção p-n, das impurezas e da resistência de contato.

A resistência *shunt* (R_{sh}) está inversamente relacionada com a corrente de fuga para o solo. Em uma célula FV ideal, $R_s = 0$ não ocorrendo perda no circuito série, e $R_{sh} = \infty$ não ocorrendo perda de corrente para o solo. Numa célula de silício de uma polegada quadrada de alta qualidade, os valores típicos de resistência são: $0,05 \leq R_s \leq 0,10$ ohms e $200 \leq R_{sh} \leq 300$

ohms. A eficiência de conversão da célula FV é sensível a pequenas variações em R_s , mas é insensível a variações em R_{sh} . Um pequeno aumento na resistência R_s pode diminuir significativamente a potência na saída da célula FV. A tensão de circuito aberto V_{oc} da célula é obtida quando a corrente de carga é igual à zero, e é dada pela seguinte equação (3).

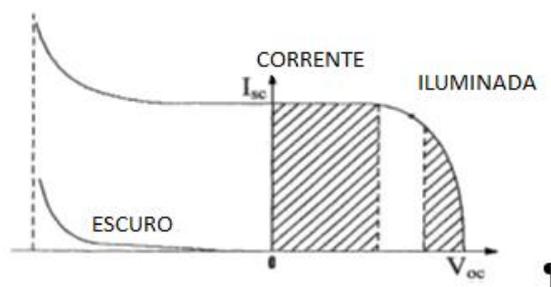
$$V_{oc} = I \cdot R_{sh} \quad (3)$$

De modo prático, pode se desconsiderar nos cálculos a corrente de fuga para o solo, pois, ela é muito insignificante se comparada com I_L e I_D . Portanto a corrente de saturação do diodo pode ser determinada experimentalmente aplicando se a tensão V_{oc} na célula, estando ela no escuro, e medindo a corrente entrando na célula. Esta corrente é denominada corrente escura ou corrente reversa de saturação do diodo (MUKIND, 1999).

2.5.6 Curvas de corrente e potência tensão

A representação das curvas de corrente versus tensão (I.V) de uma célula FV demonstra suas características elétricas. A característica I-V de um módulo FV nas condições sob irradiação solar e no escuro são apresentadas na Figura 11. Nota-se no primeiro quadrante, a parte superior esquerda da curva I-V em tensão zero é chamada corrente de curto-circuito, que é a corrente a ser medida com os terminais de saída curto circuitados.

Figura 11 - Curva característica I-V.

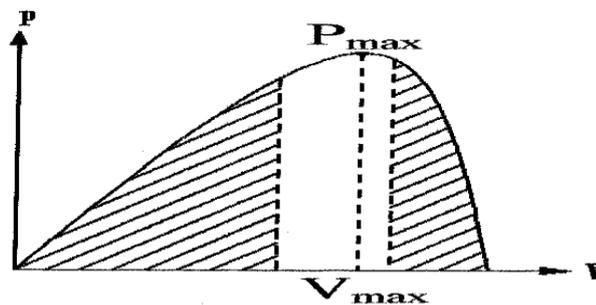


Fonte: (Adaptado de MUKIND, 1999)

A parte inferior direita da curva em corrente zero é chamada de tensão de circuito aberto, que é a tensão medida com os terminais de saída abertos. Na região sombreada à esquerda, a célula funciona como uma fonte de corrente constante, gerando tensão para corresponder à resistência de carga. Na região sombreada à direita, a corrente cai rapidamente com um pequeno aumento de tensão. Nesta região, a célula funciona como uma fonte de tensão constante com

uma resistência interna. No meio das duas regiões sombreadas, a curva tem um ponto de flexão mais acentuado e se a tensão é aplicada externamente na direção inversa, digamos durante um transiente de falha do sistema, a corrente permanece inalterada e a energia é absorvida pela célula. No entanto, para além de uma determinada tensão negativa, ocorre a quebra de barreira de potencial como num diodo, e a corrente sobe para um valor elevado. No escuro, a corrente é zero para tensão até o valor de tensão de ruptura que é a mesma que na condição iluminada.

Figura 12 - Curva característica P-V.



Fonte: (MUKIND, 1999)

Na Figura 12, demonstra-se a potência em função da tensão, e nele observa-se que a célula FV não produz energia com tensão ou corrente igual a zero e produz potência máxima quando a tensão correspondente ao ponto de flexão curva P-V. É por isso que os circuitos de potência FV são projetados de tal forma que os módulos operam fechados para o ponto de flexão, ligeiramente no lado esquerdo. Os módulos FV são modelos aproximados de fontes de corrente constante na análise elétrica do sistema (MUKIND, 1999).

2.6 Principais fatores que influenciam o projeto fotovoltaico

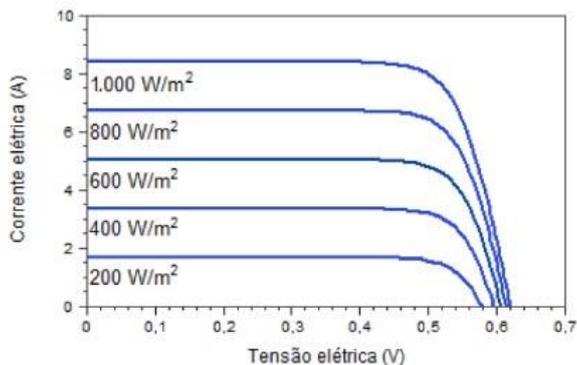
Vários são os fatores que devem ser observados ante o projeto de uma matriz solar, dentre eles estão a intensidade do sol, o alinhamento dos painéis, a carga, a temperatura e o sombreamento, todos podem influenciar de maneira significativa no resultado do projeto os quais discutiremos a seguir.

2.6.1 A intensidade do sol

Em um dia de sol pleno, ou seja, sob irradiância de 1000w/m^2 , a magnitude da fotocorrente é máxima. Porém, em um dia parcialmente ensolarado, a fotocorrente diminui em proporção direta a intensidade do sol. Sendo assim, a característica I-V se desloca para baixo

conforme a intensidade do sol diminui, em um dia nublado, portanto, a corrente de curto-circuito diminui significativamente, no entanto, a redução na tensão de circuito aberto é pequena, conforme ilustrado na Figura 13.

Figura 13 - Influência da variação da irradiância solar numa célula de silício cristalino.

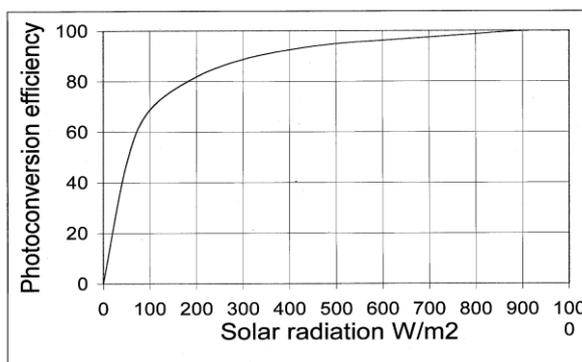


Fonte: (CRESESB, 2014)

A eficiência de fotoconversão da célula é insensível à radiação solar na faixa de trabalho prático. Por exemplo, a Figura 14 mostra que a eficiência é praticamente a mesma a 500 watts/m² e a 1000 watts/m².

Isso significa que a eficiência de conversão é a mesma em um dia ensolarado e um dia nublado. Temos menos potência em um dia nublado apenas porque há menor energia solar invadindo a célula (MUKIND, 1999).

Figura 14 - Eficiência da fotoconversão pela radiação solar



Fonte: (MUKIND, 1999)

2.6.2 Alinhamento dos painéis

Segundo Marcelo Gradella Villalva em seu livro Energia Solar Fotovoltaica, Conceitos e Aplicações, para instalações fixas, o painel FV deve ter a face apontada para o norte

geográfico e o ângulo de inclinação deve variar conforme a latitude local como representado no quadro 1 que segue logo abaixo.

Sabe-se que os valores desses ângulos nos proporcionaram uma aproximação muito boa dos máximos valores de produção de energia que um painel FV pode nos fornecer. Portanto, para um maior rendimento dos painéis, devemos recorrer a bancos de dados dispostos em alguns sites como, por exemplo, o SWERA, que são capazes de nos fornecer o melhor ângulo de inclinação para o máximo aproveitamento da irradiação solar em determinada latitude.

Quadro 1: Ângulo de inclinação recomendado

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° á -10°	10 graus
-11° á -20°	Igual o da latitude
-21 á -30°	Latitude mais 5 graus
-31 á -40°	Latitude mais 10 graus
-40° ou mais	Latitude mais 15 graus

Fonte: VILLALVA, 2015

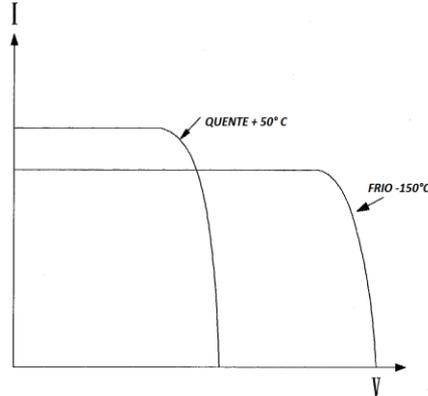
Para o nosso caso em questão, cidade de Alfenas que está localizada nas seguintes coordenadas geográficas, latitude $-21,44^\circ$ e longitude $-45,94^\circ$, um ângulo ótimo de inclinação dos painéis segundo a tabela seria de $21,44^\circ$ mais 5° , ou seja, uma inclinação de aproximadamente $26,5^\circ$. Porém, consultando a base de dados Global Solar Atlas do SWERA, pode-se encontrar o valor realmente ideal de inclinação dos painéis nessa mesma latitude, que é de 24° , aparentemente uma diferença insignificante se for basear na produção de energia de apenas um único dia. Mas como sabemos que uma planta FV pode ter durabilidade de 25 anos ou mais, essa pequena quantidade de energia gerada ou não em um dia faria uma grande diferença ao longo dos anos de vida útil da planta FV (VILLALVA, 2015).

2.6.3 A temperatura

Com a elevação da temperatura de uma célula fotovoltaica a corrente de curto-circuito da célula aumenta e a tensão de circuito aberto diminui devido a se tratar de uma corrente de portadores de carga minoritários criada por excitação térmica, ocasionando uma perda considerável no rendimento de geração de energia elétrica, veja Figura 15. Como parcela da energia da radiação absorvida é perdida na forma de calor, a temperatura da célula fotovoltaica

tende a ser maior que a temperatura ambiente. O aumento da temperatura da célula fotovoltaica é diretamente proporcional à corrente foto gerada, pois o aumento da temperatura no material semiconductor (célula fotovoltaica) faz com que sua zona de ruptura seja reduzida. Com a variação da corrente e tensão, devido ao aumento de temperatura, ocorre uma redução de potência do módulo fotovoltaico (ZILLES, 2012).

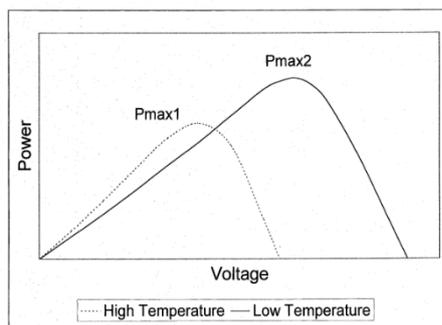
Figura 15 - Efeito da Temperatura na curva I-V.



Fonte: (Adaptado de MUKIND, 1999)

O efeito da temperatura na potência é quantitativamente avaliado examinando os efeitos na corrente e na tensão separadamente. Já que a corrente e a tensão de operação variam aproximadamente na mesma proporção que a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto.

Figura 16 - Efeito da temperatura na curva característica p-v.



Fonte: (MUKIND, 1999)

Uma vez que o aumento da corrente é muito menor do que a diminuição da tensão, o efeito líquido é a diminuição da potência em altas temperaturas de funcionamento. O efeito da variação da temperatura na saída de potência é mostrado nas características de potência versus tensão em duas temperaturas de operação na Figura 16. A figura mostra que a potência máxima

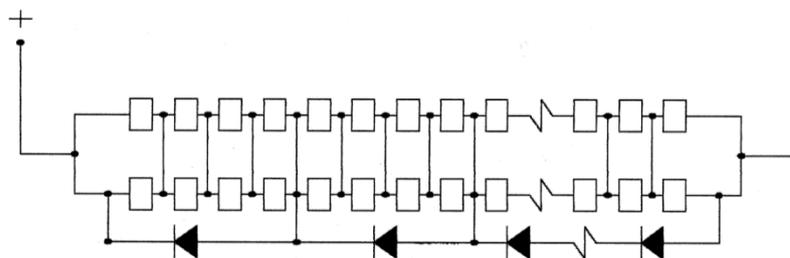
disponível a uma temperatura mais baixa é maior do que a uma temperatura mais elevada. (MUKIND, 1999)

2.6.4 O sombreamento

Uma matriz FV pode ser constituída de muitas cadeias paralelas de células FV conectadas em série. Se algumas destas células FV pertencentes a uma sequência de séries longas por um motivo qualquer ficar em uma zona de sombra, ela perderá a capacidade de converter a energia e ainda consumirá corrente em virtude de estar em série com as outras células totalmente operacionais. Se a célula FV não gera tensão internamente, não pode produzir energia, e assim ela atua como uma carga gerando perdas por calor. As células restantes da fileira devem trabalhar em tensão mais alta para compensar a perda da tensão da célula sombreada, ocasionando a diminuição da corrente nesse trecho.

A perda não é proporcional à área sombreada e pode passar despercebida se for uma sombra suave atingindo uma pequena área. Entretanto, se as células forem sombreadas acima do limite crítico, a curva I-V fica abaixo da tensão de funcionamento fazendo com que a tensão da sequência (string) sombreada caia pra zero, perdendo toda potência nessa sequência.

Figura 17 - Diodo *By-pass* minimiza a perda de energia sob sombra pesada.



Fonte: (MUKIND, 1999)

O método comumente usado para eliminar a perda de segmento devido ao efeito sombra é subdividir o comprimento do circuito em vários segmentos com diodos bypass conforme se vê na figura 18. O diodo através do segmento sombreado ignora apenas o segmento da sequência. Isso causa uma perda proporcional da tensão e da corrente, sem perder toda a potência da sequência. Normalmente os módulos FV já vêm com os tais diodos bypass internamente incorporados (MUKIND, 1999).

2.7 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas de energia solar fotovoltaica podem ser classificados em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI) e Sistemas Híbridos, cada qual com suas características elétricas e normativas que devem ser bem avaliadas ante o projeto.

2.7.1 Sistemas isolados

Caracterizam-se por sistemas isolados aqueles que não são ligados a rede elétrica de distribuição local. Estes sistemas são muito comuns em áreas onde não se tem nenhum acesso às redes de energia elétrica. Existem três modelos de sistemas isolados:

- a) Os sem armazenamento que podem ser utilizados para alimentar bombas de abastecimento de água e irrigação, só funcionam durante o dia, pois, não possuem sistemas de armazenamento de energia;
- b) Os sistemas autônomos, que são utilizados para alimentação de sistemas de telecomunicação remotos, pequenas aplicações como iluminação e medições e também para uso doméstico com a utilização conversores de corrente-contínua para corrente-alternada. Estes sistemas possuem baterias para armazenar energia que será usada no período escuro e podem ou não utilizar conversores de corrente contínua para corrente alternada (cc-ca).
- c) Os sistemas híbridos, são sistemas que abrangem as características dos dois acima citados e ainda possuem cogeração que pode ser um sistema aéro gerador, térmico por biomassa, térmico diesel ou qualquer outro sistema de geração. Alguns tipos de sistemas híbridos podem ser interligados a rede de distribuição como é o caso do sistema eólico solar (CRESESB,2014).

2.7.2 Sistemas conectados

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) são sistemas que se conectam a rede de distribuição local através de equipamentos sofisticados. Toda energia gerada pelo sistema alternativo é monitorada, assim se o sistema consumir ou não consumir tudo o que for produzido, a concessionária supre ou absorve o restante de energia. Nesse tipo de sistema,

também chamado de *On-Grid*, normalmente não se utiliza armazenadores de energia, somente arranjo de módulos FV.

Os sistemas *On-Grid* dependem de regulamentação e legislação favorável, pois usam a rede de distribuição das concessionárias para o escoamento da energia gerada (ZILLES, 2012).

2.8 Componentes do sistema fotovoltaico

Nessa seção serão abordados somente componentes utilizados em sistemas on-grid, que será o sistema abordado neste trabalho.

2.8.1 Módulos

Como visto anteriormente, as células FV podem ser classificadas em três gerações conforme o tipo de material utilizado em sua fabricação. No quadro a seguir pode-se observar o tipo de material utilizado na fabricação e a eficiência obtida em testes de laboratório.

Quadro 2: Eficiência de células fotovoltaicas em laboratório.

TECNOLOGIA DE FABRICAÇÃO	EFICIÊNCIA %
Silício Monocristalino (mSi)	25,0 ± 0,5
Silício Policristalino (pSi)	20,4 ± 0,5
Silício Amorfo (aSi)	10,1 ± 0,3
Arseneto de Gálio (GaAs)	18,8 ± 0,9
Telureto de Cádmio (CdTe)	18,3 ± 0,5
Disseleneto de Cobre-Índio (SCI)	19,6 ± 0,6

Fonte: (Adaptado de CRESESB, 2014)

Nota-se pelo quadro 2 que as células de silício mono e policristalino possuem maiores índices de eficiência, o que justifica o motivo de serem os modelos mais vendidos e os mais utilizados em sistemas de geração FV.

As células de silício produzem uma tensão muito baixa, em torno de 0,5 a 0,8 volts por célula, por isso são conectadas em série resultando em uma tensão total igual à soma das tensões de cada célula, formando um módulo, que normalmente são encontrados nas tensões entre 12 e 120volts. Como visto anteriormente um conjunto ou painel solar é definido como um grupo de

vários módulos conectados eletricamente em combinações série-paralelo para se conseguir correntes e tensões necessárias (CRESESB, 2014).

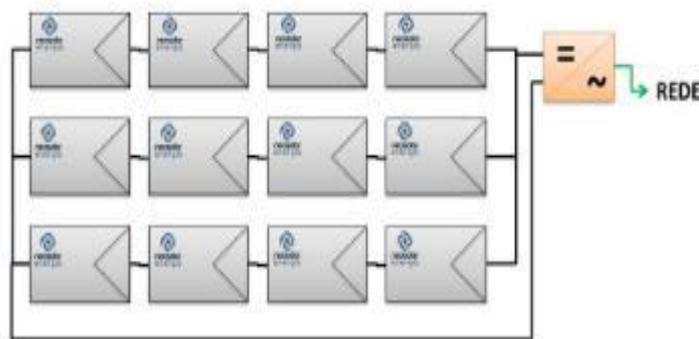
2.8.2 Inversores

O inversor é um dos componentes vitais do sistema fotovoltaico conectado à rede, pois, é ele quem faz a conversão da energia elétrica gerada em corrente contínua pelos painéis FV para corrente alternada a ser entregue na rede de distribuição local. Além de converter a corrente contínua em alternada, o inversor também tem a função de igualar a tensão em amplitude, fase e frequência para que possa ser injetada na rede elétrica sem provocar danos. Os inversores utilizados para conexão com a rede elétrica, são também conhecidos como inversores *grid-tie*, e a grande maioria possui controladores de potência conhecidos como *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), ou Seguidor do Ponto de Potência Máxima (SPPM). Estes controladores funcionam através de algoritmos que possibilitam que os módulos operem com sua potência máxima.

Os inversores *grid-tie* podem ser divididos em quatro tipos: inversor central, inversor *string*, inversor *multi-string* e micro inversores.

Os inversores centrais são utilizados para grandes aplicações como usinas fotovoltaicas onde se utiliza apenas um inversor para todo o arranjo FV, conforme Figura 18.

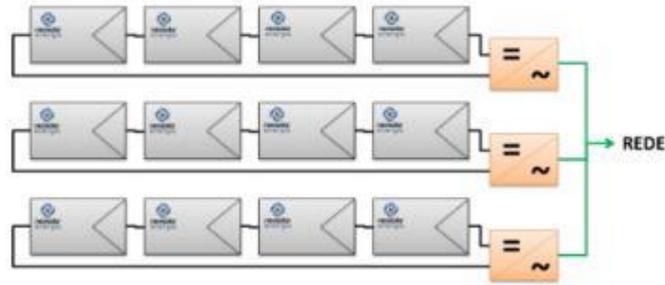
Figura 18 - Inversor Central.



Fonte: (ALVES, 2016)

Os inversores *string* são utilizados em sistemas onde cada sequência em série de módulos (*string*) é conectada a um inversor com MPPT, esse sistema permite maior flexibilidade e eficiência do sistema, com sua configuração conforme a Figura 19.

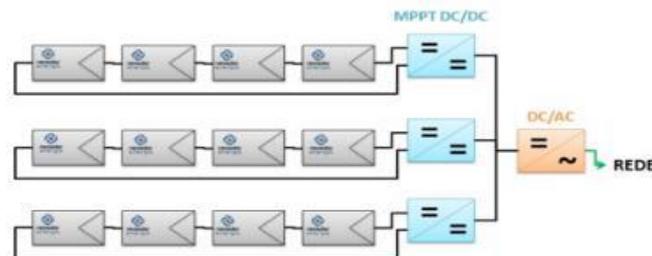
Figura 19 - Inversor String.



Fonte: (ALVES, 2016)

Os inversores multi-string se diferenciam dos inversores string, pois cada sequência em série de módulos tem seu controlador MPPT, e todos são conectados ao inversor. Esse é o modelo mais inversor mais utilizado em sistemas residenciais e industriais de pequeno e médio porte, pois tem custo menor se comparado ao sistema com inversores string.

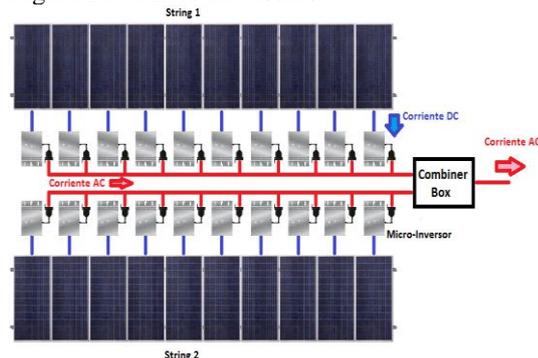
Figura 20 - Inversor multi-string



Fonte: (ALVES, 2016)

No entanto o sistema composto por micros inversores (veja Figura: 21) é o mais robusto e eficiente de todos onde cada módulo fotovoltaico tem seu próprio inversor com MPPT. Essa aplicação, que ainda não é homologada no Brasil, eleva os ganhos do sistema ao máximo (ALVES, 2016).

Figura 21 - Micro inversores.



Fonte: (ALVES, 2016)

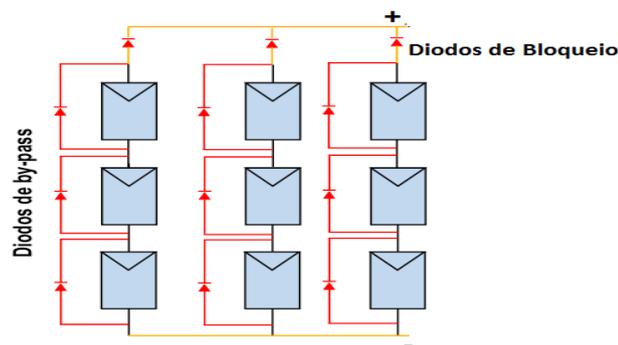
2.8.3 Diodo de bloqueio

Sistemas fotovoltaicos constituídos por vários ramos em paralelo, cada qual podendo ser constituído por N módulos associados em série, podem ser protegidos contracorrentes reversas dos outros ramos através de diodos de bloqueio conectados em série em cada um dos ramos. Essa corrente reversa é causada pela diferença de tensão dos ramos devido a situações indesejadas como sombreamento ou defeito de alguma célula. O ramo que apresenta uma menor tensão fica sujeito a funcionar como carga para os demais ramos. Desta forma, parte ou toda a corrente gerada pelos ramos que apresentam maior tensão fluirá pelo ramo de menor tensão, ocasionando um aquecimento neste último ramo e perda de potência do sistema.

O uso de diodos de bloqueio ligados em série com os módulos de cada ramo, conforme é mostrado na figura 23, evitam o aparecimento de correntes reversas. Os diodos de bloqueio ocasionam uma queda de tensão que varia de 0,5 a 1 volt dependendo do tipo do diodo. Para reduzir significativamente esta queda tensão, pode-se substituir o diodo de bloqueio por fusíveis. Com o fusível, as células do módulo do ramo de menor tensão não correm o risco de serem danificadas, porém, não se evita a perda de potência do sistema visto que por este ramo circulará uma corrente reversa. (Alves, 2016)

2.8.4 Diodo de desvio

Figura 23 - Representação esquemática com diodos de *by-pass* e de bloqueio.



Fonte: (Adaptado de Alves, 2016)

Os diodos de desvio (*by-pass*) são normalmente utilizados para evitar eventuais avarias que possam ocorrer em módulos fotovoltaicos associados em série. Neste sentido, os diodos de *by-pass* são ligados em paralelo com cada módulo que integra uma determinada fileira com o intuito de efetuar o desvio da corrente produzida pelos outros módulos. Neste sentido, apenas

o módulo defeituoso é colocando fora de serviço. A Figura 22 representa de modo esquemático a utilização de diodos de bloqueio e de desvio (Alves, 2016).

2.8.5 Medidor bidirecional

Para a instalação dos painéis solares conectados à rede é necessário solicitar a troca do medidor convencional para um modelo com leitura bidirecional, o qual registra a energia recebida da distribuidora e a energia que é injetada na rede elétrica de forma a garantir a compensação de créditos de energia na conta de luz. (ALVES, 2016)

2.8.6 Seccionadoras

Segundo a norma NBR 5410, em instalações de mini ou microgeração para garantir a desconexão da usina geradora durante uma manutenção, deve-se ter um seccionador; dispositivo de seccionamento visível (DSV), o qual deve estar junto ao padrão de entrada após a caixa de medição.

Para o dimensionamento dos seccionadores, devem-se seguir as mesmas normas utilizadas para o dimensionamento de disjuntor, o qual é feito através da potência da carga. Além disso, deve ser capaz de conduzir as correntes em condições de operação do circuito e em condições anormais por um determinado intervalo de tempo (ALVES, 2016).

2.8.7 Proteções

Antes de se conectar aos inversores, a corrente elétrica contínua proveniente do arranjo de módulos precisa ter algumas proteções, da mesma forma, a corrente alternada na saída do inversor precisa de proteções antes de se conectar as cargas. Essas proteções em corrente contínua e alternada ficam em painéis conhecido como string boxes, ou em alguns casos estes componentes se encontram dentro da caixa do inversor (ALVES, 2016).

2.8.7.1 Disjuntores

Os disjuntores são dispositivos eletromecânicos que têm como finalidade proteger o circuito contra sobrecarga ou curto-circuito. Pela definição da NBR IEC 60947-2, eles são

dispositivos capazes de conduzir correntes em condições normais dos circuitos, e também, conduzir por um tempo determinado e desligar automaticamente correntes em condições anormais, tanto por sobrecargas, quanto por curtos-circuitos. Existem vários tipos de disjuntores, os quais são feitos para aplicações distintas, tais como: partidas de motores, proteção de transformadores e instalações elétricas, sendo que cada um possui uma curva que relaciona corrente e tempo de disparo.

O disjuntor mais utilizado é o termomagnético, o qual possui elemento eletromagnético para proteção contra curtos-circuitos e um elemento térmico para proteção contra sobre correntes. De acordo com a NBR IEC 60898, eles são classificados de acordo com a corrente nominal para qual foram projetados e com o comportamento em condições de sobrecargas, sendo divididos em curvas de disparos nas classes B, C e D. Essas curvas têm relação com a sensibilidade e tempo de ação do disjuntor em situações de sobrecargas e curtos-circuitos. (ALVES, 2016)

2.8.7.2 Fusíveis

O fusível de corrente contínua (DC) do tipo gPV, específicos para sistemas fotovoltaicos, conforme IEC 60269-6, serve para proteger a série fotovoltaica do fluxo de corrente reversa proveniente de um conjunto série com tensão maior para um com tensão menor e também contra curto-circuito. Portanto ele deve ser dimensionado para correntes menores que a corrente reversa suportada pelos módulos, sendo que geralmente, o seu valor nominal vem indicado no catálogo do módulo fotovoltaico. Os diodos de bloqueios ao longo dos anos apresentam várias falhas, prejudicando o desempenho do sistema. Portanto, é muito indicado utilizar os fusíveis no lugar dos diodos (VILLALVA, 2015).

Figura 23 - Fusível da série gPV



Fonte: (VILLALVA, 2015)

2.8.7.3 Dispositivo de proteção contra surtos – DPS

Sistemas fotovoltaicos, sempre estão localizados nas partes externas de edifícios e construções, ou até mesmo em grandes terrenos, por isso, estão expostos a incidência de descargas atmosféricas, fazendo-se necessário o uso de dispositivos de proteção de surtos(DPS) que se tornam necessários nos lados CC e CA do sistema fotovoltaico, já que podem atenuar os efeitos indiretos de descargas atmosféricas. Sua configuração de instalação é geralmente sugerida nos manuais de instalação dos inversores atuais.

A instalação de sistemas fotovoltaicos não aumenta os riscos de uma descarga elétrica direta, mesmo assim é necessário o uso de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), pois ele é a única forma de proteção contra os efeitos causados por uma descarga elétrica gerada por raios (ZILLES, 2012).

2.8.7.4 Aterramento

Segundo a ABNT NBR 5410:2004, toda peça condutora da instalação elétrica que não for parte dos circuitos elétricos, mas que, eventualmente ou acidentalmente, possa ficar energizado, deve ser aterrada, desde que esteja em local acessível ao contato. Portanto, as estruturas de metal, o painel elétrico e o borne de aterramento do inversor devem ser interligados ao sistema de aterramento principal da instalação, o qual deve possuir condutor de no mínimo 16mm². Em linhas gerais, tudo que for de metal e estiver próximo de pelo menos 3 m da instalação deverá ser conectado ao borne de aterramento principal de forma que garanta o funcionamento correto da instalação, e proporcione um caminho preferencial às correntes elétricas indesejadas de surto, falta ou fuga, evitando riscos para pessoas e equipamentos. Para plantas fotovoltaicas em nível de micro e minigeração, pode-se considerar que o sistema de aterramento seja de uso centralizado, com a finalidade de escoamento de correntes indesejadas provenientes dos inversores e módulos que possam se dirigir para suas carcaças ou até mesmo para as estruturas fixação metálicas. Além do mais, recomenda-se o aterramento das estruturas de alumínio de fixação dos módulos fotovoltaicos ao circuito de proteção (VILLALVA, 2015).

2.9 Legislação

Devemos ficar atentos às normas das distribuidoras locais de energia e regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que se aplicam a geração distribuída, principalmente no nosso caso por se tratar de um consumidor do grupo A. Temos que ficar atentos em alguns importantes tópicos como a demanda contratada, a potência instalada, o consumo em hora de ponta e fora de ponta, pois ante mais nada não se pode instalar um gerador fotovoltaico com potência maior que a demanda contratada.

A seguir será detalhada algumas Resoluções Normativas da ANEEL que são consideradas importantes ante um projeto de geração distribuída.

a) De acordo com a resolução normativa Ren 482 define-se micro ou minigeração por: Microgeração distribuída como 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 com uma 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.

b) Ren482, art. 4º, na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, fica estabelecido nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST que:

§1º A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada.

§2º Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada.

c) Ren 482, art. 5º, referente aos custos de melhorias ou reforços:

§2º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de minigeração distribuída devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor.”

d) Resolução normativa Ren 414, art 2º, inciso XXI sobre demanda contratada:

Demanda contratada, demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência

fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

e) Ren 482, Art. 6º, sistemas de compensação de energia elétrica.

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses.

f) Ren 414, Art. 100º, incisos I, II, III e IV, da opção de faturamento.

Em unidade consumidora ligada em tensão primária, o consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B, correspondente à respectiva classe, se atendido pelo menos um dos seguintes critérios:

I – a soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;

II – a soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 1.125 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;

III – a unidade consumidora se localizar em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou

IV – quando, em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada total.

2.10 Indicadores de viabilidade econômica

Para implementar um projeto dentro de uma empresa, é necessário um estudo de viabilidade, para isso nesta seção serão apresentados os principais métodos econômicos utilizados. Precisamente, será apresentado o fluxo de caixa, os períodos de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback.

2.10.1 Valor presente líquido – VPL

Também chamado de Valor Líquido Atual, o Valor Presente Líquido é um método que consiste em trazer para a data zero todos os fluxos de caixa de um projeto de investimento e somá-los ao valor do investimento inicial, usando como taxa de desconto a Taxa Mínima de

Atratividade (TMA) da empresa ou projeto.

O VPL é um dos métodos mais conhecidos quando o assunto é análise da viabilidade de projetos de investimento. Com o cálculo do Valor Presente Líquido é possível fazer os ajustes, descontando as taxas de juros para obter a verdadeira noção do valor do dinheiro no futuro, como demonstrado na equação (4). Por esse motivo, o VPL não faz apenas uma comparação do investimento com o retorno que dele se espera. Como o Valor Presente Líquido leva em consideração a valorização do capital ao longo do tempo, com ele calcula-se o ganho real de investimento.

$$V_{PL} = -F_{c0} + \sum_{n=1}^n \frac{F_{cn}}{(1+i)^n} \quad (4)$$

Onde:

V_{PL} : valor presente líquido

F_{c0} : investimento inicial do projeto

F_{cn} : fluxo de caixa referente a cada período no horizonte de planejamento

n: número de períodos no horizonte de planejamento

i: taxa mínima de atratividade (TMA)

Resumindo, o VPL traz ao valor presente um valor futuro e representa a diferença entre os recebimentos e os pagamentos de um projeto de investimento em valores monetários atuais. (RENATA, 2017)

2.10.2 Taxa interna de retorno – TIR

Segundo Gitman (2007), a taxa interna de retorno (TIR) é uma medida relativa, expressa em percentual, que representa o quanto rende um projeto de investimento, considerando a mesma periodicidade dos fluxos de caixa do projeto. Resumindo, TIR é a taxa necessária para igualar o valor atual das entradas ao investimento inicial, conforme a equação (5) logo abaixo.

$$0 = -F_{c0} + \sum_{n=1}^n \frac{F_{cn}}{(1+i)^n} \quad (5)$$

Onde:

F_{c0} : investimento inicial do projeto

F_{cn} : fluxo de caixa referente a cada período no horizonte de planejamento

n: número de períodos no horizonte de planejamento

i: taxa mínima de atratividade (TMA)

Portanto, TIR é a taxa que faz com que o VPL de um projeto seja igual a zero, representando o ponto de reversão da decisão de investir. Seu critério de decisão consiste em comparar a TIR com a TMA para verificar o desempenho do projeto, podendo ser maior do que o TMA significa que o projeto é economicamente atrativo; igual à TMA, investimento está em uma situação de indiferença; menor que a TMA, o investimento não é economicamente atrativo.

Em termos práticos, a TIR fica difícil de ser calculada manualmente, principalmente quando o número de períodos (n) do projeto começa a aumentar. Isso ocorre porque sua resolução gera a necessidade de resolver equações polinomiais. Como a TIR não possui uma fórmula algébrica para ser calculada diretamente, ela pode ser encontrada por meio de tentativa e erro, tanto manualmente, quanto por algoritmos computacionais (WLADMIR, 2016).

2.10.3 Fluxo de caixa

Fluxo de Caixa é um Instrumento de gestão financeira que projeta para períodos futuros todas as entradas e as saídas de recursos financeiros da empresa, indicando como será o saldo de caixa para o período projetado. De fácil elaboração para as empresas que possuem os controles financeiros bem organizados, ele deve ser utilizado para controle e, principalmente, como instrumento na tomada de decisões.

O Fluxo de Caixa deve ser considerado como uma estrutura flexível, no qual o empresário deve inserir informações de entradas e saídas conforme as necessidades da empresa. Com as informações do Fluxo de Caixa, o empresário pode elaborar a estrutura gerencial de resultados, a análise de sensibilidade, calcular a rentabilidade, a lucratividade, o ponto de equilíbrio e o prazo de retorno do investimento. O objetivo é verificar a saúde financeira do negócio a partir de análises e obter uma resposta clara sobre as possibilidades de sucesso do investimento e do estágio atual da empresa. (JOSÉ CARLOS, 2017)

2.10.4 *Payback*

Segundo Gitman (2007), o método do Payback mede o tempo necessário para que se possa ter de volta o capital investido, considerando-se a mudança de valor do dinheiro no tempo,

o qual fornece indicativo do risco do investimento, ou seja, quanto maior for o *payback* mais tempo será necessário para se obter o capital investido

3 METODOLOGIA

A metodologia utilizada neste trabalho será a pesquisa bibliográfica. Por ser um assunto que somente há poucos anos se tornou alvo de estudos detalhados e o acervo de livros e artigos científicos não é tão abundante. O acervo acessado para a elaboração deste trabalho consta de livros físicos, *ebooks*, monografias e artigos dispostos em *sites* na *internet*. O tema da pesquisa aborda o dimensionamento e a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos.

4 DESENVOLVIMENTO

4.1 Dimensionamento da planta

Nesta seção serão determinados os componentes a serem utilizados na planta fotovoltaica, a potência que deverá ser gerada para abater o consumo total do cliente e o investimento financeiro a ser disponibilizado.

4.1.1 Cálculo do consumo médio de energia

Para consumidores do grupo A, sabe-se que se tem duas tarifas distintas na fatura de energia; a tarifa referente ao consumo na hora fora de ponta (HFP) e a tarifa referente consumo na hora de ponta (HP). O sistema de medição para consumidores do grupo A, medirá separadamente energia injetada na rede nos horários de ponta e de fora de ponta.

Lembremos que a geração de energia FV se dá no período do dia, ou seja, praticamente apenas no horário fora de ponta, portanto, vamos considerar que só haverá excedente de energia no horário fora de ponta.

De acordo com o Caderno Temático de Microgeração e Minigeração Distribuída, publicado pela ANEEL, temos:

Para as unidades consumidoras que dispõem de tarifa horária, a energia injetada deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo período, ou seja, ponta ou fora ponta. Caso haja sobra, esse saldo será utilizado para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste (FA).

O fator de ajuste se refere a diferença tarifária aplicada aos custos da energia entre as tarifas HFP e HP. Para o cálculo do FA, basta dividir o valor da tarifa de energia do horário onde foi gerado pelo valor da tarifa de energia onde se quer compensar, no caso, tarifa de energia fora de ponta (TEFP) dividido pela tarifa de energia na ponta (TEP), conforme equação (6).

$$FA=TEFP/TEP, \quad (6)$$

Onde:

FA; Fator de ajuste

TEFP; Tarifa de energia fora de ponta

TEP; tarifa de energia na ponta

Dessa forma, precisamos gerar uma quantidade a mais de energia no HFP de forma que multiplicado pelo FA o resultado seja igual a energia no HP. Podemos então, escrever a seguinte equação (7):

$$EGFP \times FA = ECP, \quad (7)$$

Onde:

EGFP; Energia gerada fora de ponta

FA; Fator de ajuste

ECP; Energia consumida na ponta

Abaixo segue a tabela com consumo médio mensal do cliente nos horários fora de ponta e de ponta.

Tabela 1 - Média mensal de consumo de energia no HFP e HP em KWh/mês

MÊS	Cons. HFP	Cons. HP	Média HFP	Média HP
Jan	39442	738	46193	729
Fev	40385	984		
Mar	43911	999		
Abr	46822	533		
Mai	51701	902		
Jun	47191	861		
Jul	50676	738		
Ago	51660	902		
Set	47150	533		
Out	48626	574		
Nov	44608	533		
Dez	42148	451		

Fonte: (O autor)

No nosso caso, conforme pode ser visualizado na tabela 1, temos uma média mensal de consumo no horário de ponta de apenas 729KWh se comparado a média mensal no horário fora de ponta que é de 46193KWh, isso se dá por conta da empresa ter instalado em seu sistema um gerador diesel para atender a demanda no horário de ponta. Mas, de qualquer forma precisamos gerar um pequeno excedente para abatermos no horário de ponta.

Os valores tarifários por KWh nos horários fora de ponta e no horário de ponta respectivamente são de R\$ 0,41910586 e R\$ 1,76105722.

Conforme descrito acima na equação (6), o valor do fator de ajuste ficaria assim;

$$FA = 0,41910586 / 1,76105722$$

$$FA = 0,237985373354$$

Para calcular o excedente a ser gerado, utilizamos a equação (7), onde

$$EGFP \times FA = ECP;$$

substituindo os valores temos;

$$EGFP \times 0,237985373354 = 729$$

$$EGFP = 3063 \text{KWh/mês}$$

Como o consumo no fora de ponta é de 46193kWh/mês, mais o excedente que precisamos gerar para também abater o horário de ponta é de 3063KWh/mês, precisaríamos então gerar um total de 49256 KWh/mês.

4.1.2 Ângulo ideal de inclinação do painel FV

Segundo Marcelo Gradella Villalva em seu livro Energia Solar Fotovoltaica, Conceitos e Aplicações, para instalações fixas, o painel FV deve ter a face apontada para o norte geográfico e o ângulo de inclinação deve variar conforme a latitude local como representado no quadro 4 que segue logo abaixo. Porém, estas as inclinações são apenas sugestões para a instalação dos painéis fotovoltaicos. A escolha de uma dessas inclinações depende principalmente da atividade fim da instalação e dos requisitos do projeto, e em geral, o valor da latitude local é usado como ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico.

O ângulo com a maior média diária anual de irradiação solar costuma ser usada quando se deseja a maior geração anual de energia, o que seria o caso de aplicações de sistemas fotovoltaicos conectadas a rede de distribuição dentro do Sistema de Compensação de Energia.

Já o ângulo com maior valor mínimo mensal de irradiação solar costuma ser uma medida conservadora, usado em situações onde o fornecimento contínuo de energia elétrica é crítico para atividade fim e por isso procura-se minimizar o risco de falta de energia. (CRESESB,2014)

Portanto, para um maior rendimento dos painéis, iremos utilizar a maior média diária anual de irradiação solar, baseado nos bancos de dados dispostos no site do CRESESB, que são capazes de nos fornecer o melhor ângulo de inclinação para o máximo aproveitamento da irradiação solar em determinada latitude.

Quadro 04 - Melhor ângulo de inclinação

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° á -10°	10 graus
-11° á -20°	Igual o da latitude
-21 á -30°	Latitude mais 5 graus
-31 á -40°	Latitude mais 10 graus
-40° ou mais	Latitude mais 15 graus

Fonte: (VILLALVA, 2015)

Para o nosso caso em questão, cidade de Alfenas que está localizada nas seguintes coordenadas geográficas, latitude $-21,44^\circ$ e longitude $-45,94^\circ$, um ângulo ótimo de inclinação dos painéis segundo a tabela seria de $21,44^\circ$ mais 5° , ou seja, uma inclinação de aproximadamente $26,5^\circ$. Porém vamos utilizar o ângulo com a maior média diária anual de irradiação solar, consultando a base de dados do SUNDATA pode se encontrar o valor ideal de inclinação dos painéis nessa mesma latitude, que é de 21° , aparentemente uma diferença insignificante se for basear na produção de energia de apenas um único dia. Mas como sabemos que uma planta FV pode ter durabilidade de 25 anos ou mais, essa pequena quantidade de energia gerada ou não em um dia faria uma grande diferença ao longo dos anos de vida útil da planta FV (VILLALVA, 2015).

4.1.3 Insolação no local

Como vimos anteriormente, a insolação é uma medida básica para projetos de sistemas FV, a insolação nos faz conhecer a quantidade de energia recebida do sol em uma determinada área em um dia, e em geral estes valores são dados em KWh/m²/dia (quilowatt hora por metro quadrado por dia). Os dados de insolação local podem ser obtidos de forma gratuita em sites

como o SUNDATA e o SWERA. Logo abaixo temos a tabela de valores de insolação retirada da base de dados do SUNDATA.

Tabela 02 - Maior Média Anual de Insolação (KWh/m²/dia)

Mês	Insolação KWh/m ² /dia
Jan	5,18
Fev	5,61
Mar	5,09
Abr	5,19
Mai	4,82
Jun	4,67
Jul	4,98
Ago	5,7
Set	5,38
Out	5,33
Nov	4,94
Dez	5,23
Média	5,17

Fonte: (SUNDATA, 2018)

Consultando a base de dados SUNDATA tem se que a incidência de insolação no local determinado é de 5,17 kwh/m²/dia no plano global inclinado, estando o painel solar a uma angulação de 21°.

4.1.4 Potência da planta fotovoltaica

De uma maneira geral, os sistemas fotovoltaicos podem ser dimensionados utilizando-se da equação (8) como demonstrado a seguir.

$$P_{fv} = \frac{C/Irr}{F} \quad (8)$$

Onde;

P_{fv} ; é a potência teórica do sistema, dada em quilowatt pico (KWp)

C; é o consumo anual de energia, em quilowatt hora por ano (KWh/ano)

Irr; é a irradiação solar local no plano de instalação dos painéis, dado em quilowatt hora por metro quadrado por mês (KWh/m²/mês)

F; é o fator de performance do sistema

O fator de performance simboliza as perdas totais do sistema, tais como, sombreamento, *mismatch*, temperatura, inversor, cabeamento entre outras. Um valor tipicamente usado pode ser entre 0,75 e 0,8. (Energia Solar Fotovoltaica)

Portanto, como visto anteriormente, o consumo mensal de energia é de 49256KWh/mês, a irradiação solar no local é de 5,17kwh/m²/dia e o fator de performance que utilizaremos para o sistema será de 0.8, devido a baixa influência de sombreamento no local da usina.

Então; conforme equação (8) citada anteriormente, teremos;

$$P_{fv} = \frac{49256 \times 12 / 5,17 \times 365}{0,8}$$

$$P_{fv} = 391,53kwp$$

Segundo o resultado dos cálculos precisaremos então de uma usina fotovoltaica que gere 391,53 kwp de potência, a partir deste dado vamos estipular a quantidade de painéis que serão necessários para produção dessa quantidade de energia.

4.1.5 Escolha dos painéis

Para o projeto em questão, devido a grande potência da planta, atentamos em escolher o painel com maior potência disponível no mercado, para que se possa ter um número menor de painéis aplicado na planta solar. Portanto foi escolhido um painel policristalino de 330wp modelo CS6U-330P fabricado pela CanadianSolar, conforme folha de dados em anexo.

4.1.5.1 Número de painéis necessários

O cálculo do número de painéis se faz dividindo a potência a ser gerada pela planta pela potência do painel escolhido para o sistema, conforme equação (9) abaixo.

$$N_p = P_{fv} / P_p \quad (9)$$

Onde:

N_p ; é o número de painéis

P_{fv} ; é a potência da planta fotovoltaica

P_p ; é a potência de pico do painel escolhido

Portanto;

$$N_p = 391,53 / 330$$
$$N_p = 1186 \text{ painéis}$$

Serão então necessários 1186 painéis para atender a demanda a ser gerada pelo sistema fotovoltaico. Este número pode ser levemente alterado em questão de adequação a quantidade de strings que poderão ser conectadas aos inversores.

4.1.5.2 Máxima e mínima tensão de circuito aberto do painel escolhido

Quando escolhido o painel a ser utilizado no sistema, devemos estar atentos a máxima e mínima tensão que o painel pode atingir de acordo com a variação da temperatura, pois, o inversor tem uma faixa de tensão de trabalho mínima e máxima e para o seu correto funcionamento a tensão do arranjo FV tem que estar dentro dessa faixa. Para se ter certeza da tensão de circuito aberto encontrada na saída do módulo, devemos recorrer ao coeficiente de temperatura especificado na folha de dados do módulo. O coeficiente de temperatura indica em porcentagem o quanto a tensão do módulo sobe ou abaixa conforme a temperatura varia.

A tensão de circuito aberto (V_{oc}) em STC (25°C) do módulo escolhido é de 45,6 volts e o coeficiente de temperatura em circuito aberto é de -0,31% / °C. Como podemos ver no gráfico da figura 25 a temperatura mínima registrada em Alfenas está em torno de 8°C e a máxima em torno de 29°C, para um projeto mais conservador vamos adotar como temperatura

mínima 0°C e máxima de 70°C. Para o cálculo da variação da tensão de circuito aberto utiliza-se a seguinte equação (10)

$$V_{\%Tmin} = ({}^{\circ}C_{min} - {}^{\circ}C_{stc}) \times C_{temp(Voc)} \quad (10)$$

Onde:

$V_{\%Tmin}$; é a variação da tensão á mínima temperatura, em percentual

${}^{\circ}C_{min}$; é a temperatura ambiente mínima

${}^{\circ}C_{stc}$; é a temperatura em STC, ou seja 25°C

$C_{temp(Voc)}$; é o coeficiente de temperatura em circuito aberto

Portanto a variação da tensão de circuito aberto em porcentagem para a mínima temperatura local em cada módulo será de:

$$V_{\%Tmin} = ({}^{\circ}C_{min} - {}^{\circ}C_{stc}) \times C_{temp(Voc)}$$

$$V_{\%Tmin} = (0 - 25) \times -0,31$$

$$V_{\%Tmin} = 7,75\%$$

De forma análoga deve-se também calcular a tensão mínima do sistema para permitir a sua correta operação, conforme equação (11)

$$V_{\%Tmax} = ({}^{\circ}C_{max} - {}^{\circ}C_{stc}) \times C_{temp(Voc)} \quad (11)$$

Onde:

$V_{\%Tmax}$; é a variação da tensão á máxima temperatura, em percentual

${}^{\circ}C_{max}$; é a temperatura ambiente máxima

${}^{\circ}C_{stc}$; é a temperatura em STC, ou seja 25°C

$C_{temp(Voc)}$; é o coeficiente de temperatura em circuito aberto

Portanto;

$$V_{\%Tmax} = (70 - 25) \times -0,31$$

$$V_{\%Tmax} = -13,95\%$$

Assim sendo, a máxima tensão de circuito aberto (Voc) alcançada por cada módulo será de 45,6 volts mais 7,75% desse valor, ou seja, Voc igual a 49,134 volts, e a mínima tensão de

circuito aberto (Voc) alcançada por cada módulo será de 45,6 volts menos 13,95% deste valor, ou seja, Voc igual a 39,239 volts.

4.1.6 Definição do inversor

Para escolha do inversor a ser empregado no sistema, devemos atentar para a tensão de circuito aberto da string, que não pode ultrapassar a tensão máxima de entrada do inversor, pois uma sobretensão pode danificar irreversivelmente o equipamento.

A potência do inversor, segundo a norma NBR15149 podem estar entre 80 e 120 por cento da potência nominal do conjunto de painéis, pois a potência de pico do sistema só é atingida nas condições padronizadas de teste (STC). Na maior parte do tempo o conjunto fornece potência abaixo de sua capacidade nominal, e se caso o conjunto atinja a potência de pico o inversor não será danificado, apenas não aproveitará a máxima potência do conjunto fotovoltaico.

Para o projeto em questão, escolheremos o inversor com potência 20% menor que a potência do conjunto de módulos, sendo então um inversor ou um conjunto de inversores que some a potência de aproximadamente 313kw.

O inversor escolhido foi o ABB PRO 33 TL OUTD-SX400 de 33kw de potência de entrada, tensão máxima de 1100 VDC, 8 entradas DC, 1 MPPT, disjuntor e fusíveis DC já incorporados, corrente máxima de 58A e tensão de trabalho variando de 580 a 850v, conforme *datasheet* em anexo. Para atender toda a demanda serão utilizados 9 inversores que totalizam 297Kw, aproximadamente 80% da potência total do conjunto de painéis.

Dividindo 1186 por 9, que é o número de módulos dividido pelo número inversores, temos 131,7 módulos por inversor, sendo que este número deve ser ajustado de forma que cada uma das oito entradas do inversor atenda a um número igual de módulos, pois o inversor possui apenas um MPPT.

4.1.7 Arranjo dos painéis

Devemos agora calcular o número mínimo e máximo de módulos por string e também o número máximo de strings que podem ser ligadas em paralelo através das entradas MPPT. É nessa fase que devemos ajustar o número de módulos para que cada entrada do inversor atenda exatamente a mesma quantidade módulos, podendo ocorrer uma pequena variação para mais ou para menos na potência de pico da planta solar devido a este ajuste.

4.1.7.1 Número máximo de módulos por *string*

O número de módulos por string depende diretamente da faixa de tensão de trabalho do inversor e da variação da tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico em relação a mínima e máxima temperatura, portanto para o cálculo do número de módulos por string, devemos proceder conforme equação (12):

$$\frac{V_{MPPTmin}}{V_{MPPT0^\circ}} < N^{o}mod/string < \frac{V_{MPPTmax}}{V_{MPPT70^\circ}} \quad (12)$$

Onde;

$V_{MPPTmin}$; tensão mínima de trabalho do inversor

V_{MPPT0° ; a máxima tensão do painel á mínima temperatura

$V_{MPPTmax}$; tensão máxima de trabalho do inversor

V_{MPPT70° ; a mínima tensão do painel á máxima temperatura

Portanto;

$$\frac{580}{49,134} < N^{o}mod/string < \frac{850}{39,239}$$

$$11,8 < N^{o}mod/string < 21,6$$

Pode-se então conectar entre 12 e 21 módulos por string em cada entrada MPPT do inversor.

4.1.7.2 Número máximo de *strings* por inversor

Como visto na folha de dados do inversor, temos 8 entradas de strings e um único MPPT, isto quer dizer que todas as oito entradas estão ligadas em paralelo. Calculando o número máximo de strings conforme equação (13):

$$N_{strings} = \frac{I_{max,inv}}{I_{sc,painel}} \quad (13)$$

Onde;

$N_{strings}$; é o número de strings

$I_{m\acute{a}x,inv}$; é a corrente máxima de entrada do inversor

$I_{sc,painel}$; é a corrente de curto circuito do painel

temos que;

$$N_{strings} = \frac{80A}{9,45A}$$

$$N_{strings} = 8,46 \approx 8 \text{ strings}$$

4.1.7.3 Ajuste da planta solar

Como vimos acima temos 9 inversores nos quais podemos ligar 8 strings de 12 a 21 módulos em cada um deles e a quantidade de 1186 painéis para atender a demanda da planta. Com 1186 painéis divididos para 9 inversores, teremos 131,7 painéis para cada inversor. E 131,7 painéis divididos pelas 8 entradas DC do inversor, teremos 16,47 painéis por entrada.

Portanto foi escolhido 17 painéis por entrada em 6 dos 9 inversores, 16 painéis por entrada em outros dois inversores e 14 painéis por entrada no ultimo inversor, resultando num total de 1184 painéis na planta solar, não mais 1186 como no cálculo inicial.

A nova potência de pico da planta solar conforme equação (9) vista anteriormente, passa a ser então:

$$N_p = P_{fv} / P_p$$

$$1184 = P_{fv} / 330$$

$$P_{fv} = 390,7Kwp$$

4.2 Geração de energia esperada

A geração média de energia(E_m) do conjunto de painéis esperada durante os doze primeiros meses e dada em função do número de painéis(N_p), da radiação solar no local(I_{rr}),

do fator de performance do sistema(F), da área(A) e da eficiência do painel(μP), conforme equação (14)

$$E_m = Np \cdot I_{rr} \cdot F \cdot A \cdot \mu P \quad (14)$$

Na tabela 3 abaixo, podemos comparar a energia que se espera ser gerada ao longo do primeiro ano, calculada conforme equação (14), em relação a energia consumida ao longo do mesmo ano.

Tabela 03 - Relação entre energia esperada e energia consumida ao longo do 1ºano

MÊS	E. ESPERADA (Kwh)	E. CONSUMIDA (Kwh)
JAN	50333	42543
FEV	50994	44519
MAR	49458	48109
ABR	48803	49062
MAI	46835	55491
JUN	43913	53777
JUL	48389	55450
AGO	53598	49390
SET	52276	51038
OUT	50119	46848
NOV	46452	44043
DEZ	50818	49256
MÉDIA MENS.	49332	49127
MÉDIA ANUAL	591988	589526

Fonte: (O autor)

Já na tabela 4 é possível ver a energia gerada ao longo do horizonte de projeção do investimento, considerando o aumento do valor da tarifa da energia elétrica e a perda de eficiência anual dos módulos que é de 0,7%.

Temos notado um elevado crescimento da tarifa de energia nos últimos anos por conta da última crise hídrica a qual levou à adoção de bandeiras tarifárias e reajustes extraordinários superiores a 17% de aumento.

Entretanto, neste trabalho será utilizado como taxa de inflação de energia uma média do índice de preços ao consumidor amplo (IPCA), baseado nos dados informados dos últimos 22 anos das taxas anuais do IPCA, ou seja, a média anual de inflação desse período, que conforme pode ser visto na tabela 5 é de 6,47% ao ano.

Tabela 4: Energia gerada ao longo do horizonte de projeção

ANO	TARIFA ENERGIA	ENERGIA GERADA(KWh)	ENERG.GERADA(R\$)
1	R\$ 0,419	591988	R\$ 248.042,97
2	R\$ 0,4609	587844	R\$ 270.937,34
3	R\$ 0,5070	583729	R\$ 295.944,85
4	R\$ 0,5577	579643	R\$ 323.260,56
5	R\$ 0,6135	575586	R\$ 353.097,51
6	R\$ 0,6748	571556	R\$ 385.688,42
7	R\$ 0,7423	567556	R\$ 421.287,46
8	R\$ 0,8165	563583	R\$ 460.172,29
9	R\$ 0,8982	559638	R\$ 502.646,19
10	R\$ 0,9880	555720	R\$ 549.040,43
11	R\$ 1,0868	551830	R\$ 599.716,87
12	R\$ 1,1955	547967	R\$ 655.070,73
13	R\$ 1,3150	544132	R\$ 715.533,76
14	R\$ 1,4465	540323	R\$ 781.577,53
15	R\$ 1,5912	536540	R\$ 853.717,13

16	R\$ 1,7503	532785	R\$ 932.515,22
17	R\$ 1,9253	529055	R\$ 1.018.586,38
18	R\$ 2,1178	525352	R\$ 1.112.601,90
19	R\$ 2,3296	521674	R\$ 1.215.295,06
20	R\$ 2,5626	518023	R\$ 1.327.466,79
21	R\$ 2,8188	514396	R\$ 1.449.991,98
22	R\$ 3,1007	510796	R\$ 1.583.826,24
23	R\$ 3,4108	507220	R\$ 1.730.013,40
24	R\$ 3,7519	503669	R\$ 1.889.693,64
25	R\$ 4,1270	500144	R\$ 2.064.112,36

Fonte: O autor

4.3 Potência instalada

O estabelecimento em questão tem uma potência instalada de 112,5KVA e uma demanda contratada de 95kw estando então muito abaixo da potência da planta FV que é de 390,7 Kwp.

Sabemos que a potência instalada da minigeração distribuída fica limitada a potência disponibilizada para unidade consumidora naquele local. Portanto é impossível instalar o sistema sem que haja um aumento da potência disponibilizada para o estabelecimento em questão, sendo então necessário um orçamento para aumento da potência instalada e consequentemente um aumento da demanda.

4.4 Orçamento da planta fotovoltaica

Em pesquisa de orçamento para a planta de 390.7 Kwp, utilizando os inversores e painéis aqui definidos, foi passado um valor de R\$1.703.000,00 para instalação do sistema. O valor não inclui possíveis modificações que tenham que ser feitas no estabelecimento para adequação da planta FV.

4.5 Orçamento da alteração da potência instalada

Em consulta a uma empresa de projeto e instalação de subestações de energia, foi passado o orçamento de substituição do transformador de 112,5KVA por um de 400KVA mais adequação dos barramentos, disjuntores e seccionadoras, somando um montante de R\$200.000,00 para projeto e execução da obra.

4.6 Viabilidade econômica

Para implementar o projeto é necessário apresentar junto ao responsável pela empresa o estudo de viabilidade técnica e econômica do mesmo, portanto, aqui será feito o estudo econômico do projeto através dos principais indicadores, tais como, valor presente líquido (VPL), *Payback*, e taxa interna de retorno (TIR). Será considerado nesse estudo que o valor inicial do investimento é o valor do sistema fotovoltaico, lembrando também que será considerado o aumento do preço da energia, a perda de rendimento do sistema ao longo dos anos, o custo das manutenções corretivas e preventivas, tais como, limpeza e substituição de componentes.

Segundo Marcelo Gradella Villalva, os custos com manutenção, variam anualmente no entorno de 0,5% e 1% do valor do investimento, que no nosso caso será considerado 1%.

4.6.1 Tributações

Neste tópico serão apresentadas as taxas e tributações que foram consideradas nos cálculos de viabilidade econômica.

Segundo o ILUMINA que é uma organização não governamental apartidária, diz que, a taxa de evolução tarifária anual de energia elétrica para consumidores cativos nos últimos 22 anos, tem sido maior que o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo).

O ILUMINA tem mostrado repetidamente a evolução tarifária desde 1996, marco zero da privatização e mercantilização do setor elétrico. A tabela abaixo nos mostra a taxa de aumento do IPCA, o sobre preço da tarifa de energia em percentual e o percentual real de aumento tarifário entre os anos de 1996 e 2017 (ILUMINA, 2018).

Tabela 05 - Comparativo entre IPCA e inflação energia elétrica

ANO	IPCA	Alta energ. Elétrica	SOBREPREGO
1996	9,56%	10,13%	6%
1997	5,22%	5,69%	9%
1998	1,65%	1,83%	11%
1999	8,94%	10,10%	13%
2000	5,97%	7,16%	20%
2001	7,67%	9,89%	29%
2002	12,53%	16,79%	34%
2003	9,30%	13,30%	43%
2004	7,60%	12,39%	63%
2005	5,69%	11,84%	108%
2006	3,14%	7,13%	127%
2007	4,46%	10,08%	126%
2008	5,90%	12,63%	114%
2009	4,31%	9,40%	118%
2010	5,91%	12,71%	115%
2011	6,50%	13,52%	108%
2012	5,84%	12,09%	107%
2013	5,91%	9,10%	54%
2014	6,41%	11,22%	75%
2015	10,67%	25,39%	138%
2016	6,29%	14,78%	135%
2017	2,95%	6,81%	131%
MÉDIA	5,93%	10,06%	

Fonte: (Adaptado de ILUMINA, 2018)

Tarifa da energia elétrica: A tarifa de energia do estabelecimento em questão tem um valor atual no horário fora de ponta de R\$0,419 por KWh, e como visto anteriormente baseado nos dados da tabela(8), será adotado uma taxa de inflação de 10% ao ano, que se refere a média geométrica da alta das tarifas de energia nos últimos 22 anos, a qual tem seu valor projetado ao longo de 25 anos na tabela (7).

Inflação: A taxa de inflação a ser adotada será a média das taxas do IPCA dos últimos 22 anos conforme mostrado na tabela (8). Esse valor também será utilizado para considerar o aumento do valor da manutenção anual.

TMA: As taxas de juros respectivas de 6,73%, 7,78%, 8,66% e 9,10% foram obtidas do mercado futuro para os anos de 2018 a 2021. Para os anos 2022 á 2026 e 2029 foi utilizado o que está sendo pago para um título pré-fixado do tesouro direto com os respectivos vencimentos, a uma taxa de 10,14%. Os demais anos não tem mercado, portanto tem- se que estipular um valor, e aqui será utilizado a taxa de 10% que é a média que se paga para investimentos de longo prazo. Segue abaixo na tabela 6, uma síntese das variáveis econômicas a serem aplicadas no estudo de viabilidade.

Tabela 06 - Síntese das variáveis econômicas

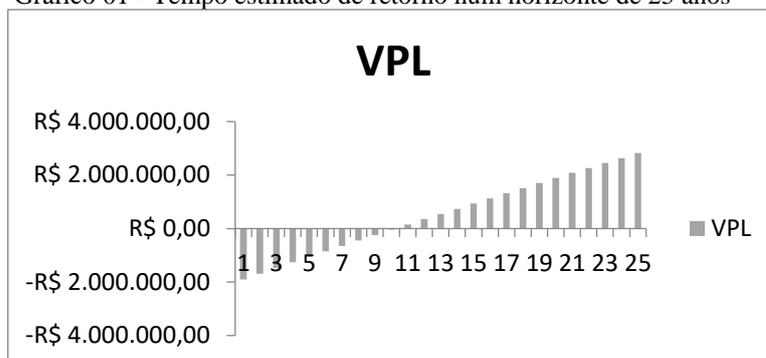
VARIÁVEIS ECONÔMICAS	VALOR
Taxa mínima de atratividade (TMA)	6,7 á 10,14%
Inflação anual	5,93%
Taxa de manutenção anual	1,00%
Tarifa de energia elétrica atual	R\$ 0,42
Perda de eficiência dos painéis	0,70%
Inflação anual da tarifa de energia elétrica	10,00%
Custos de adequação	R\$ 200.000,00
Investimento Inicial	R\$ 1.703.000,00

Fonte: (O autor)

5 RESULTADOS

De acordo com os dados e valores definidos acima, utilizando as fórmulas de VPL e TIR podemos chegar aos resultados econômicos do investimento para uma planta fotovoltaica de 390KWp e mais as adequações necessárias para sua instalação, conforme demonstrado na tabela (7). A tabela em questão nos mostra a previsão do retorno do investimento e taxa interna de retorno, que são os dois principais parâmetros para decisão de se investir ou não no negócio. No gráfico (1) poderemos ver que o *Payback* é alcançado entre o décimo e o décimo primeiro ano do investimento, a princípio poderíamos dizer que esse projeto seria viável, pois o capital investido é retornado.

Gráfico 01 - Tempo estimado de retorno num horizonte de 25 anos



Fonte: O autor

Porém só esse parâmetro não é suficiente para que se tire uma conclusão definitiva. Precisamos então sabermos o resultado da TIR e comparar com a TMA, como visto anteriormente se:

TMA > TIR; economicamente inviável

TMA = TIR; indiferente

TMA < TIR; economicamente viável

Portanto com cálculos feitos a partir da planilha do Excel chegou se a conclusão de que a TIR é igual a 9,39% tornando o projeto economicamente inviável, pois, durante o maior intervalo de tempo a TMA ficou acima dos 9,3%.

Tabela 07 - Resultados do Investimento

ANO	TMA	ENERGIA GERAD(R\$)	GASTOS COM MANUTENÇÃO	FLUXO DE CAIXA	FLUXO DE CAIXA DESCONTADO	VPL	TIR
1	6,73%	R\$ 248.042,97	R\$ 20.158,48	-R\$ 1.903.000,00	-R\$ 1.903.000,00	-R\$ 1.903.000,00	9,39%
2	7,78%	R\$ 270.937,34	R\$ 21.353,88	R\$ 227.884,49	R\$ 213.514,94	-R\$ 1.689.485,06	9,39%
3	8,66%	R\$ 295.944,85	R\$ 22.620,16	R\$ 249.583,46	R\$ 214.852,02	-R\$ 1.474.633,04	9,39%
4	9,10%	R\$ 323.260,56	R\$ 23.961,54	R\$ 273.324,69	R\$ 213.044,23	-R\$ 1.261.588,82	9,39%
5	10,14%	R\$ 353.097,51	R\$ 25.382,46	R\$ 299.299,03	R\$ 211.254,66	-R\$ 1.050.334,15	9,39%
6	10,00%	R\$ 385.688,42	R\$ 26.887,64	R\$ 327.715,06	R\$ 202.195,29	-R\$ 848.138,86	9,39%
7	10,00%	R\$ 421.287,46	R\$ 28.482,07	R\$ 358.800,78	R\$ 202.533,69	-R\$ 645.605,18	9,39%
8	10,14%	R\$ 460.172,29	R\$ 30.171,06	R\$ 392.805,38	R\$ 201.571,27	-R\$ 444.033,90	9,39%
9	10,00%	R\$ 502.646,19	R\$ 31.960,20	R\$ 430.001,23	R\$ 198.567,93	-R\$ 245.465,97	9,39%
10	10,00%	R\$ 549.040,43	R\$ 33.855,44	R\$ 470.685,99	R\$ 199.616,81	-R\$ 45.849,16	9,39%
11	10,00%	R\$ 599.716,87	R\$ 35.863,07	R\$ 515.184,99	R\$ 198.626,12	R\$ 152.776,95	9,39%
12	10,14%	R\$ 655.070,73	R\$ 37.989,75	R\$ 563.853,79	R\$ 197.627,32	R\$ 350.404,27	9,39%
13	10,00%	R\$ 715.533,76	R\$ 40.242,54	R\$ 617.080,98	R\$ 193.642,77	R\$ 544.047,04	9,39%
14	10,00%	R\$ 781.577,53	R\$ 42.628,93	R\$ 675.291,22	R\$ 195.607,81	R\$ 739.654,85	9,39%
15	10,00%	R\$ 853.717,13	R\$ 45.156,82	R\$ 738.948,60	R\$ 194.588,26	R\$ 934.243,12	9,39%
16	10,00%	R\$ 932.515,22	R\$ 47.834,62	R\$ 808.560,31	R\$ 193.562,91	R\$ 1.127.806,03	9,39%
17	10,00%	R\$ 1.018.586,38	R\$ 50.671,21	R\$ 884.680,60	R\$ 192.532,28	R\$ 1.320.338,30	9,39%
18	10,00%	R\$ 1.112.601,90	R\$ 53.676,02	R\$ 967.915,17	R\$ 191.496,86	R\$ 1.511.835,16	9,39%
19	10,00%	R\$ 1.215.295,06	R\$ 56.859,01	R\$ 1.058.925,89	R\$ 190.457,13	R\$ 1.702.292,28	9,39%
20	10,00%	R\$ 1.327.466,79	R\$ 60.230,74	R\$ 1.158.436,05	R\$ 189.413,55	R\$ 1.891.705,84	9,39%
21	10,00%	R\$ 1.449.991,98	R\$ 63.802,43	R\$ 1.267.236,05	R\$ 188.366,56	R\$ 2.080.072,40	9,39%
22	10,00%	R\$ 1.583.826,24	R\$ 67.585,91	R\$ 1.386.189,55	R\$ 187.316,59	R\$ 2.267.388,98	9,39%
23	10,00%	R\$ 1.730.013,40	R\$ 71.593,76	R\$ 1.516.240,33	R\$ 186.264,02	R\$ 2.453.653,00	9,39%
24	10,00%	R\$ 1.889.693,64	R\$ 75.839,27	R\$ 1.658.419,64	R\$ 185.209,25	R\$ 2.638.862,25	9,39%
25	10,00%	R\$ 2.064.112,36	R\$ 80.336,53	R\$ 1.813.854,37	R\$ 184.152,65	R\$ 2.823.014,90	9,39%

Fonte: (O autor)

6 CONCLUSÃO

Como visto nas apresentações dos dados da tabela 7, pode-se notar que o investimento se paga próximo aos onze anos, o que comprova que, apesar de ser um longo prazo para se obter o retorno, o projeto ainda é economicamente viável. Porém, a taxa interna de retorno é menor que a taxa mínima de atratividade, tornando o projeto inviável por este ponto de vista, isso significa que se o investidor aplicasse o montante do investimento em fundos de taxas pré-fixadas do tesouro direto ele teria um retorno financeiro maior do que se investisse no sistema de geração FV analisado. Por esse motivo cabe ao investidor fazer uma análise, não só visando o lucro financeiro, mas também sob o ponto de vista ecológico.

Ante a um projeto para consumidores tipo A deve se seguir uma linha de raciocínio de tal forma a tornar o trabalho mais eficiente e que se obtenha ótimos resultados para ser apresentado ao consumidor cliente. De acordo com este trabalho podemos extrair uma linha de raciocínio básica para seguir ante um projeto FV para clientes tipo A, que é a seguinte: De posse da fatura do cliente, deve se anotar a demanda contratada, a potência instalada, calcular o consumo médio mensal e potência de pico da planta FV para se abater no consumo total do cliente. Com esses dados em mãos deve-se comparar a demanda contratada com a potência de pico da planta FV, se a potência de pico for menor que a demanda, deve -se então iniciar o estudo de viabilidade do projeto. Caso contrário, a potência de pico da planta seja maior que a demanda contratada, precisa-se ver a possibilidade de aumento da demanda contratada, sabendo-se que esta não pode ser maior 92% da potência instalada, se possível, inicia-se o estudo de viabilidade. Caso não seja possível aumentar a demanda para um nível satisfatório, deve-se então fazer um estudo para aumento da potência instalada, como foi o caso desse estudo, e então fazer o estudo de viabilidade incluindo o valor de adequação da planta.

Quando um cliente nos procura para um projeto desse tipo, o que ele quer na realidade é diminuir os custos da sua empresa, então se o projeto de sistema FV não for adequado para este cliente, não só por inviabilidade econômica, mas por outros fatores tais como sombreamento excessivo ou área insuficiente, devemos estar aptos a indicar outras formas possíveis de economia de energia como mudanças tarifária, estudo para mudanças nas curvas de cargas e demanda contratada.

REFERÊNCIAS

- ALVES, Guilherme Henrique. Projeto e análise da viabilidade econômica da instalação de painéis fotovoltaicos no setor industrial. São Carlos, 2016. Monografia (Graduação em engenharia elétrica com ênfase em sistemas de energia e automação). Escola de engenharia de São Carlos. São Carlos
- ANEEL. Resolução Normativa N° 482/2012. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em março de 2017
- ANEEL. Resolução Normativa N° 687/2015. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em março de 2017
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. Taxa Selic, 2018
Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pt-br/#!/busca/selic%2520taxa/>. Acesso em 04/04/2018
- BASE DE DADOS SWERA, 2018
Disponível em: https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource. Acesso em 19/03/2018
- CARVALHO, Pedro Sérgio. A rota metalúrgica de produção de silício grau solar: uma oportunidade para a indústria brasileira? Rio de Janeiro, 2014.
Disponível em: <https://web.bndes.gov.br>. Acesso em 15 de maio de 2017
- CRESESB CEPEL - Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2014
Disponível em: www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download. Acesso em março de 2017.
- FUSÍVEIS E SUAS APLICAÇÕES.
Disponível em: <https://www.stoodi.com.br/fusivel/>. Acesso em maio de 2017.
<http://www.eletrica.ufpr.br>)
- GITMAN, L.J. Princípios de Administração Financeira. 10° edição, São Paulo: Harbra, 2007.
- HALLYSON, Eduardo Oliveira. Tecnologia fotovoltaica em filmes finos. Lavras, 2008. Monografia (Departamento de Engenharia da Universidade Federal de Lavras) -Universidade Federal de Lavras. Lavras
- HECKTHEUER, Almeida. USO DE DIODOS BYPASS E DE BLOQUEIO NA PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. 2015. Monografia (Programa de pós-graduação em engenharia mecânica) Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre.
- JOSÉ C. Fluxo de caixa, 2016. Disponível em <http://www.bibliotecas.sebrae.com.br/>. Acesso em fevereiro de 2018.
- ILUMINA. A evolução tarifária da energia elétrica, 2017. Disponível em: <http://www.ilumina.org.br>. Acesso em março de 2018.

KALOGIROU Soteris. Solar energy engineering-processes and systems. San Diego: Elsevier, 2009

LIVRO DIGITAL DE INTRODUÇÃO A SISTEMAS SOLARES. Disponível em: www.bluesol.com.br. Acesso em maio de 2017.

MUKIND R. Patel. Wind and solar power systems. Washington: CRC Press, 1999.

PEREIRA F.A. Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica. Porto: Publindústria, 2015

RENATA F.C. Veja como o VPL ajuda na análise de viabilidade de um investimento, 2017. Disponível em: <https://www.treasy.com.br/>. Acesso em 15/02/2018

ROBERTO Zilles...[et al]. Sistemas Fotovoltaicos Conectados á Rede Elétrica; São Paulo: Oficina de textos, 2012.

SANYO CORPORATION - CÉLULAS DE SILÍCO AMORFO

Disponível em: <http://www.sanyo-trading.co.jp/english/>. Acesso em março 2017.

TAXA SELIC, 2018

Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/htms/selic/selicdiarios.asp/>. Acesso em 15/02/2018

VILLALVA, Marcelo Gradella. Energia Solar Fotovoltaica- Conceitos e Aplicações; 2° ed; São Paulo: Érica 2015.

WLADEMIR P. Taxa interna de retorno (TIR), 2016.

Disponível em: <http://www.wrprates.com/>. Acesso em 15/02/2018