



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

THIAGO MACHADO BORBA

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA
CONECTADO À REDE: UM COMPARATIVO ENTRE O MÉTODO MANUAL E
SIMULAÇÕES UTILIZANDO PVSYS**

FORTALEZA

2020

THIAGO MACHADO BORBA

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA
CONECTADO À REDE: UM COMPARATIVO ENTRE O MÉTODO MANUAL E
SIMULAÇÕES UTILIZANDO PVSYST

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenação do Curso de Engenharia de
Energias Renováveis do Centro de Tecnologia
da Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial para obtenção do Título de
Engenheiro de Energias Renováveis.

Orientador: Profa. Dra. Ana Fabíola Leite
Almeida

FORTALEZA

2020

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

B722d Borba, Tiago Machado.

Dimensionamento de um sistema de microgeração fotovoltaica conectado à rede : um comparativo entre o método manual e simulações utilizando PVsyst / Tiago Machado Borba. – 2020.
84 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2020.
Orientação: Profa. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida.

1. Energia solar. 2. Dimensionamento. 3. Geração distribuída. 4. Microgeração. 5. Simulação. I. Título.
CDD 621.042

THIAGO MACHADO BORBA

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA
CONECTADO À REDE: UM COMPARATIVO ENTRE O MÉTODO MANUAL E
SIMULAÇÕES UTILIZANDO PVSYS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenação do Curso de Engenharia de
Energias Renováveis do Centro de Tecnologia
da Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial para obtenção do Título de
Engenheiro de Energias Renováveis.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Profª. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Clodoaldo de Oliveira Carvalho Filho
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Denise e Ney.

A minha avó, Helena.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por me abençoar com condições para que tudo isso fosse possível.

À minha mãe Denise, por ser meu maior exemplo de amor, força, bom humor, e altruísmo. Não seria quem eu sou sem ela.

Ao meu pai Ney, por me acolher como seu filho e me proporcionar uma vida repleta de momentos incríveis. O seu sobrenome é meu orgulho.

À minha avó Helena, por ser a pessoa mais doce e pura que conheci na vida.

À minha tia Raysa e meu primo Luiz Gabriel, pelos novos aprendizados e alegrias diárias acompanhando suas jornadas.

Ao meu tio Sergio Luiz, pela ajuda fornecida para minha família e por sempre valorizar meus estudos.

Aos meus tios Sérgio e Maria Irene, por sua colaboração com dados para este trabalho.

À minha namorada Natália e sua família, por todo apoio e suporte ao longo desses anos.

À Universidade Federal do Ceará, por me proporcionar um ambiente de aprendizado em que eu pudesse crescer como pessoa e profissional.

À Prof^a. Dr^a. Ana Fabíola Leite Almeida, pela confiança no meu trabalho e orientação.

À toda equipe da Ziatech, por acreditarem no meu potencial e me proporcionarem um ambiente de crescimento profissional, sempre respeitando minhas atividades acadêmicas.

Aos meus colegas de graduação, por tornarem esses anos mais leves mesmo com tantas dificuldades.

Aos meus amigos, pelo companheirismo e apoio ao longo da minha vida.

“And why do we fall, Bruce?”

So we can learn how to pick ourselves up”

(Thomas Wayne).

RESUMO

A resolução normativa N° 482, de 17 de abril de 2012 da ANEEL, permitiu que o consumidor gere sua própria energia por meio de fontes renováveis. O grande avanço da resolução é o sistema de compensação de energia elétrica, que torna possível reduzir os gastos com a energia elétrica por meio de conversão do excedente de energia gerado pelo sistema fotovoltaico em créditos de energia para serem posteriormente compensados na fatura. Este trabalho apresenta o dimensionamento de um sistema de microgeração fotovoltaica para um cliente do grupo B, grupo que tem um fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, conectado à rede elétrica, e confronta o resultado obtido com simulações computacionais feitas utilizando o *software PVsyst* para situações com e sem sombreamento. Mesmo admitindo uma taxa de desempenho conservadora de 0,75, valor médio do intervalo sugerido pela literatura, os três cenários avaliados foram satisfeitos por um sistema de uma fileira com nove módulos fotovoltaicos de 335 Wp ligados em série, com um inversor monofásico de 3 kW. Em relação ao dimensionamento manual, a simulação sem perdas sombreamento retornou um valor 7% maior para a energia injetada na rede ao longo de um ano, enquanto a simulação com perdas por sombreamento retornou um valor 5,23% maior, fazendo com que a utilização do *software* seja uma alternativa interessante e viável com relação aos resultados.

Palavras-chave: Energia Solar. Dimensionamento de sistema fotovoltaico. Geração Distribuída. Microgeração. Análise de Sombreamento. *PVsyst*.

ABSTRACT

ANEEL's normative resolution N° 482, from April 17 of 2012, made it possible for the consumer to generate their own electric power using renewable sources. The breakthrough coming from this resolution is the electric power compensation system that allows reducing the power's expenses by converting the energy surplus generated by the photovoltaic system into energy credit to be used later. This final paper shows the sizing, according to the literature, of a grid connected photovoltaic microgeneration system for a type B client, which has a voltage supply of up to 2.3 kV, grid-connected, and compare the results to computer simulations using the PVsyst software for situations with and without shading. Even assuming a modest performance ratio of 0.75, the average value of the suggested interval by the literature, the three designed systems were satisfied by a configuration of one string of nine 335 Wp photovoltaic panels connected in series, and a 3 kW single phase inverter. Compared to the manual approach, the simulation when there are no losses caused by shading have a 7% increase in the energy injected into the grid annually, and a 5.23% increase when there are losses caused by shading. Therefore, making the software simulation using PVsyst an interesting and viable solution, regarding the results.

Keywords: Solar power. Photovoltaic systems sizing. Distributed energy generation. Microgeneration. Shading simulation. PVsyst.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Movimento da Terra ao redor do Sol.....	15
Figura 2 – Tipos de radiação solar.....	17
Figura 3 – Ângulos notáveis.....	18
Figura 4 – Piranômetro termoeletrico.....	19
Figura 5 – Shadow Ring.....	20
Figura 6 – Pireliômetro.....	20
Figura 7 – Diferentes tipos de dia e suas respectivas HSP.....	21
Figura 8 – Valores de irradiação para Fortaleza.....	21
Figura 9 – Disponibilidade nas bandas de um semicondutor para $T = 0$ K.....	22
Figura 10 – Disponibilidade nas bandas de um semicondutor com aumento de temperatura..	23
Figura 11 – Bandas de energia de um semicondutor.....	23
Figura 12 – Estrutura física de uma junção p-n.....	24
Figura 13 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício.....	25
Figura 14 – Célula monocristalina	27
Figura 15 – Célula policristalina	27
Figura 16 – Módulo que utiliza silício amorfo	28
Figura 17 – Curva I-V para associação de células em série	29
Figura 18 – Curva I-V para associação de células em paralelo.....	29
Figura 19 – Célula fotovoltaica com ponto quente.....	30
Figura 20 – Símbolo elétrico utilizado para o módulo fotovoltaico.....	31
Figura 21 – Variação na curva I-V de um módulo de silício cristalino causada pela irradiação solar	31
Figura 22 – Curva P-V de uma célula para diferentes valores de temperatura	32
Figura 23 – Fileira com 10 módulos associados em série	34
Figura 24 – Sistema com 5 fileiras de 20 módulos em série cada.....	34
Figura 25 – Símbolo elétrico utilizado para o inversor	35
Figura 26 – Inversor com um MPPT.....	35
Figura 27 – Garantia de um módulo fotovoltaico	37
Figura 28 – Cabo Isolado	38
Figura 29 – Cabo Unipolar	38
Figura 30 – Disjuntor Tripolar de 50A.....	39
Figura 31 – Representação de um disjuntor tripolar de 50A.....	39

Figura 32 – Representação de um fusível.....	40
Figura 33 – Descarga direta.....	41
Figura 34 – Descarga indireta.....	41
Figura 35 – DPS do tipo Varistor, que atuam por limitação	42
Figura 36 – Conta de energia da ENEL.....	43
Figura 37 – Dados do Cliente	45
Figura 38 – Dados da medição	45
Figura 39 – Descrição da conta	46
Figura 40 – Informações iniciais para o dimensionamento.....	47
Figura 41 – Área disponível para instalação	54
Figura 42 – Desenho do módulo	57
Figura 43 – Representação do sistema	61
Figura 44 – Características do módulo Fotovoltaico utilizado.....	62
Figura 45 – Vista superior da instalação	62
Figura 46 – Simulação para o arranjo escolhido	64
Figura 47 – Informações do arranjo	65
Figura 48 – Vista Superior da área da residência	68
Figura 49 – Dimensões da propriedade, em metros, medidas pelo Google Earth.....	69
Figura 50– Construção da residência no PVsyst	70
Figura 51 – Árvore utilizada na simulação.....	70
Figura 52 – Simulação de sombreamento.....	71

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Comparativo entre a energia gerada e injetada na rede.....	66
Gráfico 2 – Variação da Taxa de Desempenho ao longo do ano	67
Gráfico 3 – Comparativo entre a energia gerada e injetada na rede com sombreamento	72
Gráfico 4 – Variação da Taxa de desempenho com sombreamento ao longo do ano.....	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Histórico de consumo	47
Tabela 2 – Histórico de consumo corrigido.....	48
Tabela 3 – Valores de irradiação para Fortaleza para uma inclinação de 16° N.....	50
Tabela 4 – Resultados da simulação com 9 painéis.....	66
Tabela 5 – Alturas para residências	69
Tabela 6 – Resultados da simulação com 9 painéis e sombreamento	71
Tabela 7 – Sistema com 8 módulos após 25 anos	73
Tabela 8 – Resultados.....	75

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
c.a	Corrente Alternada
c.c	Corrente Contínua
CE	Ceará
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CTS	Condições de Teste <i>Standard</i>
DPS	Dispositivos de Proteção contra Surtos
EPR	Etileno-propileno
FV	Fotovoltaico(a)
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
I _{sc}	Corrente de curto circuito
kWh	Quilowatt-hora
MPP	Ponto de máxima potência
MPPT	<i>Maximim Power Point Tracking</i>
NBR	Norma Brasileira
P _{FV}	Potência do gerador fotovoltaico
P _{MP}	Potência máxima da célula fotovoltaica
PR	<i>Performance Ratio</i>
PVC	Cloreto de polivinila
RN	Resolução Normativa
SFCRs	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TD	Taxa de Desempenho
V _{MP}	Tensão no ponto de máxima potência
V _{OC}	Tensão de circuito aberto
XLPE	Polietileno reticulado

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
2 OBJETIVOS	14
2.1 Geral	14
2.2 Específicos	14
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
3.1 Energia Solar	15
3.2 Ângulos Solares	17
3.3 Instrumentos de medição	19
3.4 Horas de Sol Pleno (HSP)	20
3.5 Célula Fotovoltaica	22
3.5.1 Semicondutores	22
3.5.2 Curva I-V	25
3.5.3 Tipos notáveis de células fotovoltaicas	27
3.5.4 Associação de células fotovoltaicas	28
3.5.5 Taxa de desempenho	29
3.5.6 Pontos quentes	30
3.6 Módulo Fotovoltaico	30
3.6.1 Impacto causado pela irradiância	31
3.6.2 Impacto causado pela temperatura	32
3.6.3 Associação entre módulos	33
3.7 Inversor	35
3.8 Proteção	36
3.8.1 Condutores	37
3.8.2 Disjuntores	39
3.8.3 Fusíveis	40
3.8.4 Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS)	40
4 MATERIAIS E MÉTODOS	43
4.1 Análise da conta de energia	43
4.2 Dimensionamento	46
4.2.1 Consumo	46
4.3 Valores de irradiância utilizados	49
4.4 Taxa de Desempenho	50

4.5 Potência de Geração Fotovoltaica	51
4.6 Dimensionamento do Inversor	51
4.7 Número de módulos por fileira	51
<i>4.7.1 Número máximo de módulos ligados ao inversor</i>	52
<i>4.7.2 Número mínimo de módulos ligados ao inversor</i>	52
<i>4.7.3 Cálculo do número de fileiras</i>	53
4.8 Área de instalação	54
4.9 Simulação com o software PVsyst	54
5 RESULTADOS	56
5.1 Potência necessária para a geração fotovoltaica	56
5.2 Escolha do inversor	56
5.3 Escolha do módulo fotovoltaico	56
5.4 Número máximo de módulos em série	57
5.5 Número mínimo de módulos em série	58
5.6 Cálculo do número de fileiras	58
5.7 Sistema Final	59
5.8 Área de instalação	61
5.9 Simulação utilizando o software PVsyst	63
<i>5.9.1 Simulação sem sombreamento</i>	63
<i>5.9.2 Simulação com sombreamento</i>	68
6 CONCLUSÃO	75
REFERÊNCIAS	76
ANEXO A – CATÁLOGO DO INVERSOR UTILIZADO	79
ANEXO B – CATÁLOGO DO MÓDULO UTILIZADO	80

1 INTRODUÇÃO

Com o crescimento populacional, o aumento da necessidade de uma matriz energética diversificada, e a crescente preocupação com questões ambientais, é necessário traçar estratégias para a mudança do perfil das fontes de energia utilizadas. Dentre as preocupações, destacam-se as mudanças climáticas causadas pelas emissões de gases de efeito estufa provenientes das atividades humanas.

Considerando esse cenário, o Brasil se comprometeu a reduzir em 37% a emissão de gases de efeito estufa até 2025 quando comparados com os valores de 2005, documento esse que ficou conhecido como o Acordo de Paris (EPE, 2018).

O Departamento de Energia dos Estados Unidos aponta que os investimentos em energia limpa no mundo tiveram um crescimento de 3% em 2017 com relação ao ano anterior, e as fontes renováveis representam aproximadamente 27% de toda a energia elétrica gerada (KOEBRICH et al., 2017).

O Brasil ainda é um país predominantemente marcado pelo uso da energia hidrelétrica, porém, apresenta um grande potencial energético para o uso de energias renováveis.

Os empreendimentos de energia solar em operação são responsáveis por apenas 1,46% da potência elétrica fiscalizada no país (ANEEL, 2020). Essa forma de energia depende fundamentalmente das condições do tempo e do clima da região, fazendo com que o Brasil seja privilegiado para sua implantação.

De acordo com Martins et al. (2017), o local menos ensolarado do Brasil tem uma capacidade de geração de energia elétrica maior do que o local mais ensolarado da Alemanha. Os autores também destacam que a região Nordeste apresenta a menor variabilidade interanual entre os dados coletados para a irradiação solar, com valores na faixa de 5,39 a 5,59 kWh/m². Falando especificamente do estado do Ceará, caso seja possível desenvolver pelo menos 10% de seu potencial solar, o estado seria responsável por mais de 30 vezes a capacidade instalada fotovoltaica centralizada atualmente instalada no país, de 2,1 GW (SCHUBERT, 2019).

Em 2012, de acordo com a Resolução Normativa 482, a Agência Nacional de Energia Elétrica passou a regulamentar a microgeração e a minigeração distribuída e estabeleceu as condições para o sistema de compensação de energia elétrica, em que a energia ativa injetada na rede pode ser fornecida à concessionária de energia em troca de crédito para ser compensada posteriormente em forma de consumo (BRASIL, 2012).

Com o aumento da procura por esse tipo de solução energética, houve também um aumento no número de alternativas para realizar o dimensionamento desse tipo de sistemas, incluindo o desenvolvimento de *softwares* de simulação de projetos de geração fotovoltaica.

A decisão do *software* que será utilizado depende de muitos fatores, como o preço da licença, funções disponíveis para modelagem do problema, banco de dados utilizado para gerar os relatórios da simulação e a confiabilidade dos parâmetros utilizados para obter resultados.

Nesse contexto, este trabalho faz o dimensionamento manual de um sistema teórico de microgeração de energia solar fotovoltaica, localizado na zona urbana de Fortaleza – CE, e busca comparar o resultado com simulações feitas com assistência do *software PVSyst*, versão 7.0, com a licença grátis por um período de 1 mês, em situações com e sem perdas por sombreamento.

2 OBJETIVOS

2.1 Geral

- Comparar o dimensionamento manual de um sistema fotovoltaico para cliente do grupo B, na região metropolitana de Fortaleza – CE, com os resultados de simulações feitas em dois cenários: sem perdas por sombreamento e com perdas por sombreamento.

2.2 Específicos

- Escolher a melhor configuração para o sistema dimensionado (manualmente e por meio de simulações), utilizando as especificações dos componentes para atender a demanda;
- Confrontar as configurações e gerações obtidas para os três cenários avaliados.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

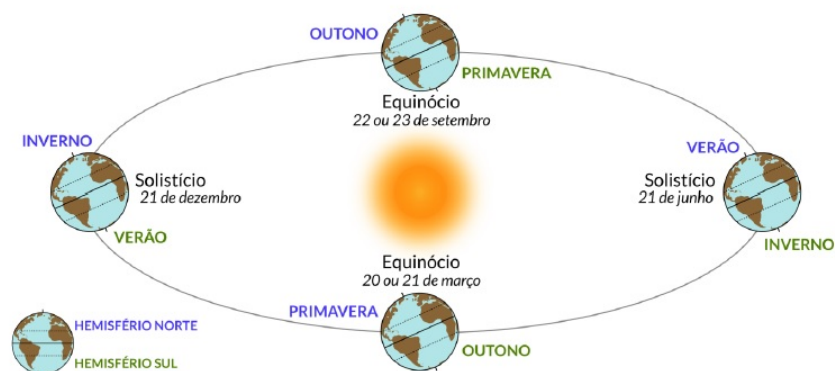
3.1 Energia Solar

A energia proveniente do Sol, responsável por garantir a existência de vida na Terra conduzindo seu clima e tempo, é uma alternativa energética importante para que seja possível atender à crescente demanda energética de forma mais responsável.

Não é uma energia infinita, porém, em termos de vida humana, pode-se considerar que é uma fonte inesgotável. A taxa de energia emitida permanece há bilhões de anos com uma potência atual da ordem de $3,86 \times 10^{26} \text{W}$ (MARTINS et al., 2017). Pode-se dizer que é a fonte responsável originalmente por todas as outras formas de energia no mundo, já que é diretamente responsável pelo processo fotossintético.

A porção da superfície terrestre sobre a qual incide radiação solar tem sua localização variável com o tempo, devido à rotação da Terra, no sentido de oeste para leste, definindo-se os dias e noites. A inclinação do eixo de $23,45^\circ$ em conjunto com o movimento de translação em torno do Sol, delimita o período do ano em que os hemisférios recebem quantidades distintas de radiação, denominados estações (SCHUBERT et al., 2019). A Figura 1 mostra um esquema do movimento da Terra em relação ao sol ao longo do ano.

Figura 1 – Movimento da Terra ao redor do Sol.



Fonte: MARTINS et al., 2017.

Percebe-se pela Figura 1 que a quantidade de energia recebida no hemisfério Norte no período de 21 de março a 23 de setembro é a mesma recebida no hemisfério Sul no

período entre 23 de setembro e 21 de março. Ou seja, as estações ocorrem com uma diferença de seis meses entre os hemisférios.

Por conta disso, no hemisfério Sul, o verão tem início no solstício de dezembro, enquanto no hemisfério Norte só terá início aproximadamente seis meses depois, no solstício de junho.

A distância d do Sol até a Terra, em metros, pode ser determinada por:

$$d = 1,5 \times 10^{11} \left\{ 1 + 0,017 \operatorname{sen} \left[\frac{360(n - 93)}{365} \right] \right\} \quad (1)$$

Onde n representa o dia do ano considerando 1º de janeiro sendo o dia número 1. Considerando que a variação da órbita da Terra não é tão diferente de um formato circular, costuma ser adequado expressar essa distância em termos de valor médio (MESSENGER e VENTRE, 2004).

Essa variação na distância faz com que a irradiância solar, que é o fluxo de radiação solar sobre uma superfície, por unidade de área de superfície, oscile. O seu valor médio quando chega na atmosfera é de 1367 W/m² e 1000 W/m² no nível do mar, após as perdas por absorção ao passar pelas moléculas de gases atmosféricos e partículas (MESSENGER e VENTRE, 2004). As nuvens promovem grande parte do espalhamento da radiação antes da chegada à superfície por conta de suas propriedades óticas.

A irradiância solar é um parâmetro importante para avaliação de potência em sistemas fotovoltaicos em um determinado período de tempo. É importante não confundir esse conceito com o de irradiação solar (Wh/m²), que é o valor obtido integrando a irradiância em um intervalo de tempo.

A radiação solar pode ser dividida em três tipos, como mostra a Figura 2:

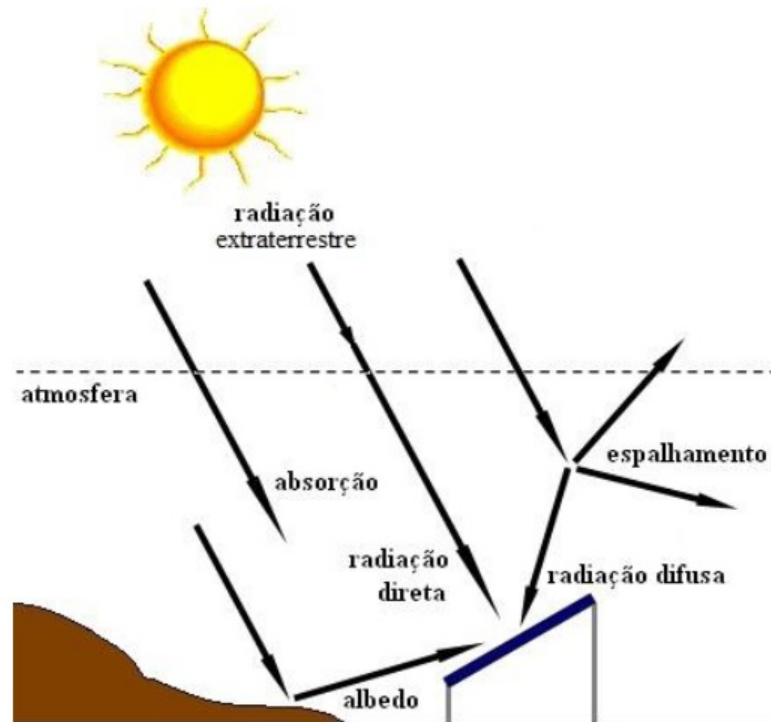
Radiação direta: proveniente diretamente do sol, incidindo perpendicularmente à superfície e produzindo sombras nítidas.

Radiação indireta ou difusa: decorrente do espalhamento da radiação direta após passar pela atmosfera.

Radiação Albedo: porção refletida pelo solo.

A soma desses três tipos de radiação é chamada de Radiação Global (GTES, 2014).

Figura 2 – Tipos de radiação solar



Fonte: PINHO et al., 2008.

3.2 Ângulos Solares

Para a utilização da energia solar em sistemas fotovoltaicos é fundamental conhecer certos ângulos solares, a fim de fazer boas previsões a respeito da posição do Sol e otimizar o processo de geração de energia. A Figura 3 mostra alguns dos ângulos mais relevantes para o estudo de energia solar fotovoltaica.

Declinação, δ : distância angular dos raios solares e o plano do Equador.

A declinação varia na faixa de $-23,45^\circ < \delta < +23,45$, com valores positivos ao Norte do Equador e negativos ao Sul. Pode ser estimada pela seguinte equação:

$$\delta = 23,45 \text{sen} \left(360^\circ \times \frac{284 + N}{365} \right) \quad (2)$$

Onde N é o dia do ano, considerando 1º de janeiro o dia número 1 (ASHRAE, 2019).

Ângulo zenital solar, θ_z : ângulo formado entre a horizontal no ponto de observação e os raios solares.

Ângulo de altitude solar, α : ângulo entre os raios solares e suas projeções no plano horizontal. A soma desse ângulo com o ângulo zenital solar resulta em 90° . Ou seja, são complementares.

$$\theta_z + \alpha = 90^\circ \quad (3)$$

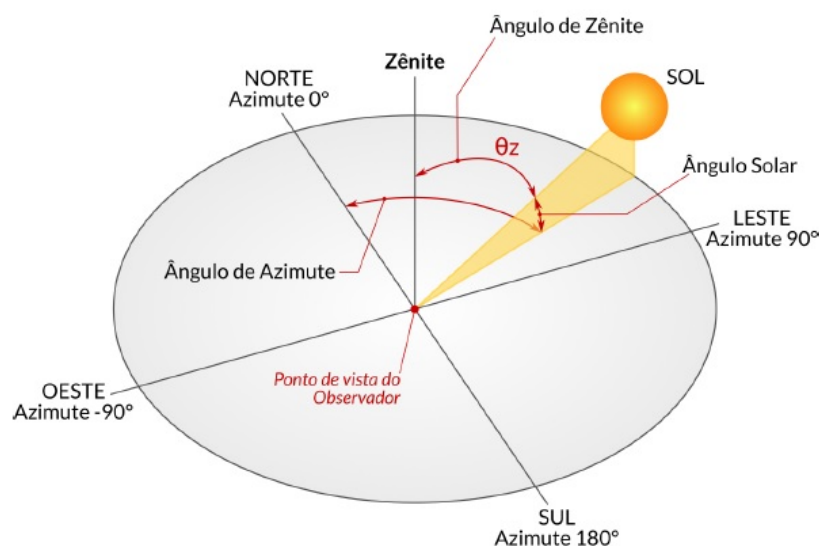
Ângulo horário, h : de um ponto na superfície da Terra é definido como o ângulo através do qual a Terra giraria para trazer o meridiano ao ponto diretamente sob o Sol (KALOGIROU, 2016).

Ângulo solar azimutal, z : é o ângulo entre o meridiano do observador e a projeção dos raios solares no eixo horizontal. A expressão matemática para o ângulo azimutal solar é:

$$\text{sen}(z) = \frac{\cos(\delta) \text{sen}(h)}{\cos(\alpha)} \quad (4)$$

Esta equação é correta desde que $\cos(h) > \frac{\tan(\delta)}{\tan(L)}$, onde L é a latitude local (ASHRAE, 2019).

Figura 3 – Ângulos notáveis



Fonte: MARTINS et al., 2017 (adaptado).

3.3 Instrumentos de medição

Para instalação apropriada de um sistema fotovoltaico é necessário realizar uma longa coleta de dados de radiação no local e, de preferência, nas condições em que o sistema proposto seria instalado. Após a coleta desses dados, é possível avaliar a viabilidade do projeto e apontar possíveis melhorias em sua configuração.

Existem instrumentos para medir a radiação global, direta e indireta, dependendo da necessidade:

- Piranômetro:

Usado principalmente para medir a radiação global na posição horizontal. Também é possível utilizar esse instrumento na inclinação do painel fotovoltaico, para medir a radiação no plano inclinado e invertido, para coletar a radiação albedo. A Figura 4 apresenta um dos tipos de piranômetro disponível no mercado. Outra modificação feita nesse tipo de equipamento é com a adição de um *shadow ring*, limitando a radiação direta, fazendo com que ele meça apenas a porção difusa, como pode ser visto na Figura 5.

Figura 4 – Piranômetro termoeletrico



Fonte: EPLAB, 2020.

Figura 5 – *Shadow Ring*



Fonte: HUKSEFLUX THERMAL SENSORS, 2018.

- **Pireliômetro:**

Utilizado para medir a irradiância direta e ortogonal à superfície. Requer um sistema de rastreamento solar. A Figura 6 mostra um modelo de pireliômetro disponível no mercado.

Figura 6 – Pireliômetro



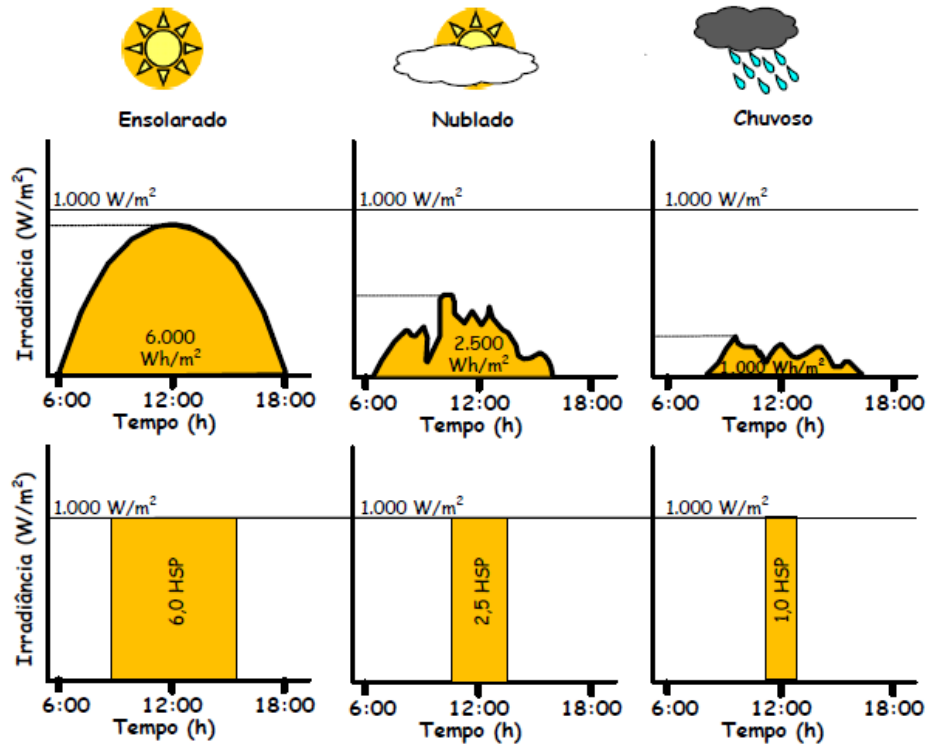
Fonte: HUKSEFLUX THERMAL SENSORS, 2020.

3.4 Horas de Sol Pleno (HSP)

Número de horas de sol pleno, ou HSP, é um conceito utilizado para saber o número de horas em um dia em que a irradiância solar atinge e permanece constante a 1.000 W/m^2 , fazendo com que a energia resultante seja equivalente à disponibilizada pelo Sol no local em questão (GTES, 2014).

A Figura 7 mostra como as condições atmosféricas podem influenciar nos gráficos de Irradiância (W/m^2) x Tempo (h) e os respectivos valores de HSP de cada dia.

Figura 7 – Diferentes tipos de dia e suas respectivas HSP



Fonte: PINHO et al., 2008.

No endereço virtual do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB, 2018) é possível utilizar o programa *SunData* para os valores de irradiação solar. A Figura 8 mostra os resultados obtidos para a cidade de Fortaleza – CE.

Figura 8 – Valores de irradiação para Fortaleza

Estação: Fortaleza
 Município: Fortaleza, CE - BRASIL
 Latitude: 3,801° S
 Longitude: 38,549° O
 Distância do ponto de ref. (3,718333° S; 38,543333° O): 9,2 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,75	5,77	5,57	4,86	5,19	5,23	5,45	5,89	6,05	6,30	6,34	5,94	5,69	1,48
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	4° N	5,60	5,68	5,56	4,92	5,33	5,41	5,62	6,01	6,08	6,22	6,18	5,77	5,70	1,30
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	3° N	5,64	5,70	5,56	4,90	5,29	5,37	5,58	5,99	6,07	6,24	6,22	5,81	5,70	1,34
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	16° N	5,05	5,30	5,41	5,00	5,63	5,84	6,02	6,24	6,02	5,87	5,59	5,13	5,59	1,24

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Fortaleza–Fortaleza, CE–BRASIL

3,801° S; 38,549° O

Fonte: CRESESB, 2018.

3.5 Célula Fotovoltaica

Sistemas fotovoltaicos são constituídos por uma ligação entre várias células fotovoltaicas (ou células solares). Essa tecnologia é possível pela existência na natureza de materiais classificados como semicondutores.

3.5.1 Semicondutores

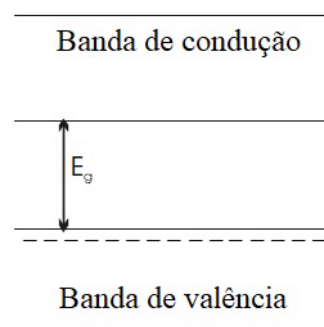
Um átomo isolado, analisado pela ótica da mecânica quântica, apresenta níveis discretos de energia.

Grandezas físicas representadas de forma discreta não podem assumir valores intermediários entre os intervalos.

Quando existem elétrons em diferentes órbitas em um elemento os elétrons mais próximos ao núcleo apresentam menor valor energético, necessitando de um maior valor de energia para se tornarem elétrons livres, enquanto os da camada mais externa são os que tem interações com outros átomos.

Para uma temperatura teórica de $T = 0$ K (zero absoluto) todos os níveis de energia possíveis na banda de valência estão ocupados, enquanto todos da banda de condução estão vazios. Por conta disso não é possível que haja um processo de condução, pois não há como mudar de um nível para o outro (MESSENGER e VENTRE, 2004). Esse fenômeno está representado na Figura 9.

Figura 9 – Disponibilidade nas bandas de um semicondutor para $T = 0$ K



Fonte: MESSENGER e VENTRE, 2004 (adaptado pelo autor).

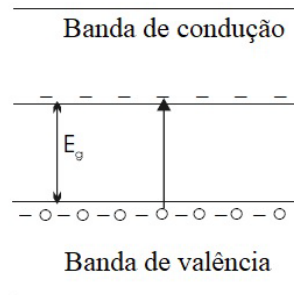
Onde:

E_g se refere a energia de *gap*, que é a energia necessária para que haja essa transição entre as bandas.

Com o aumento da temperatura, o ganho de energia faz com que seja possível que haja movimentação dos elétrons até a banda de condução, como visto na Figura 10.

Ao mover-se, o elétron deixa uma abertura na banda de valência, permitindo que o espaço seja ocupado por um outro elétron (MESSENGER e VENTRE, 2004).

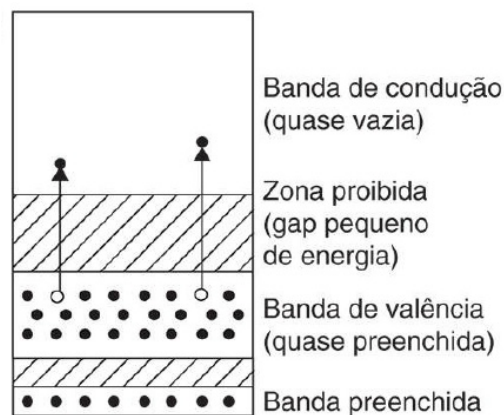
Figura 10 – Disponibilidade nas bandas de um semiconductor com aumento de temperatura



Fonte: MESSENGER e VENTRE, 2004 (adaptado pelo autor).

Os semicondutores são materiais com um gap intermediário, menor que 3 eV, camadas de valência parcialmente cheias e podem ser classificados em dois tipos: intrínsecos e extrínsecos (KALOGIROU, 2016). A Figura 11 apresenta um esquema para as bandas de energia desse tipo de material.

Figura 11 – Bandas de energia de um semiconductor



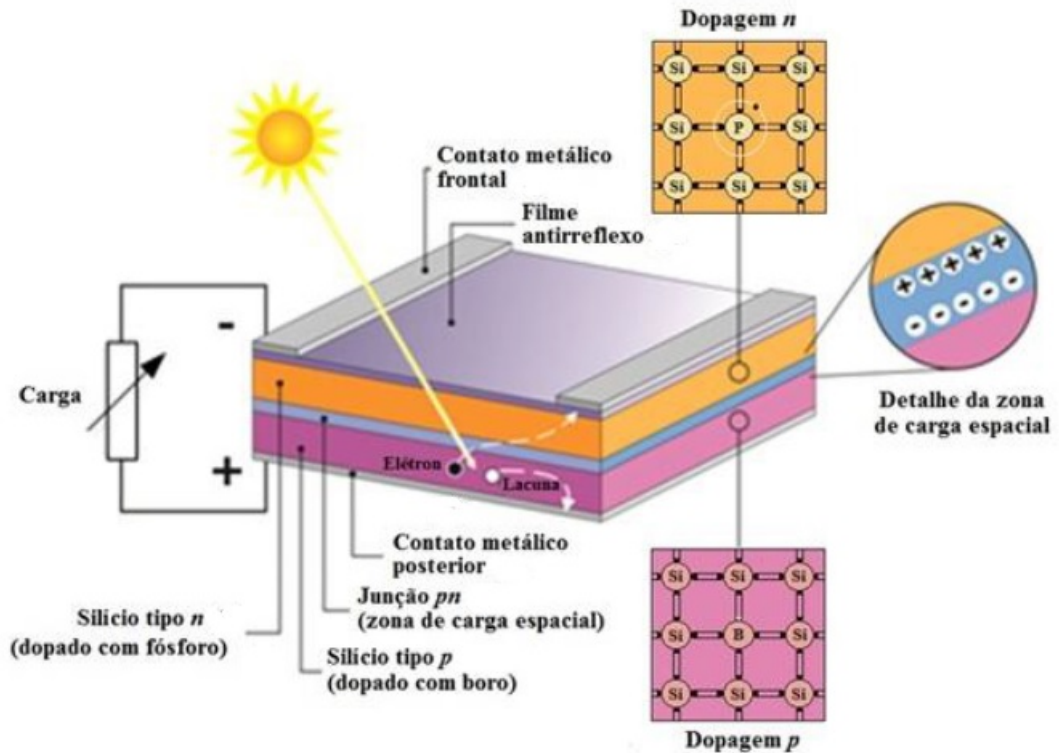
Fonte: Kalogirou, 2016.

Para aproveitar as propriedades elétricas dos semicondutores é necessário utilizar uma junção p-n, que pode ser vista com detalhes na Figura 12.

É feita uma dopagem do material, ou seja, adição de impurezas para manipular as características do semiconductor de acordo com as necessidades do projeto.

Se o material dopado tem mais elétrons na camada de valência do que o semicondutor, será um semicondutor do tipo n. Caso tenha menos, será do tipo p. Ambos eletricamente neutros (KALOGIROU, 2016).

Figura 12 – Estrutura física de uma junção p-n.



Fonte: MOEHCKLE E ZANESCO, 2005 (adaptado pelo autor).

Outro conceito chave, responsável para utilização dos semicondutores, é o do efeito fotoelétrico, que é a ejeção de elétrons em um material após a incidência de radiação. No entendimento de Einstein a radiação eletromagnética é feita de partículas, posteriormente chamadas de fótons, que podem ser relacionados com a frequência da radiação pela equação (ATKINS e JONES, 2006):

$$E = h \times \nu \quad (5)$$

Onde:

E – Energia do fóton (J);

h – Constante de Plank (J.s);

ν – Frequência da luz (Hz).

3.5.2 Curva I-V

A corrente de uma célula fotovoltaica com relação à tensão, pode ser determinada por uma equação e gera a curva da Figura 13, chamada curva I-V da célula.

A relação leva em consideração tanto a porção de corrente gerada pela absorção dos fótons, como a porção referente ao funcionamento com ausência de luz (MESSENGER, 2003).

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q \cdot V}{n \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] \quad (6)$$

Onde:

I_L (A) – Componente de corrente da absorção dos fótons;

I_0 (A) – Corrente de saturação reversa do diodo;

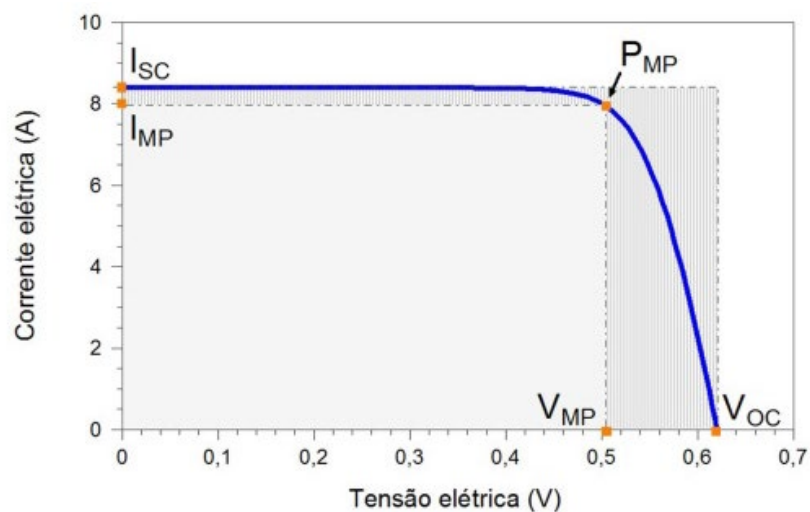
q ($1,6 \times 10^{-19}$ C) – Carga do elétron;

k ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K) – Constante de Boltzmann;

T (K) – Temperatura;

n (adimensional) – Fator de idealidade do diodo.

Figura 13 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício.



Fonte: GTES, 2014.

P_{MP} representa a potência máxima da célula fotovoltaica, enquanto I_{MP} e V_{MP} representam a corrente e a tensão máxima nesse ponto, respectivamente.

Também é comum representar esses pontos utilizando o índice MPP, que significa ponto de máxima potência (*maximum power point*).

A tensão de circuito aberto (V_{OC}) é a máxima tensão que pode ser produzida por uma célula fotovoltaica. Ocorre quando não há corrente elétrica, e pode ser medida utilizando um voltímetro.

Manipulando a equação que descreve a característica da curva I-V da célula tem-se que (GTES, 2014):

$$V_{OC} = \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \quad (7)$$

Onde:

V_{OC} (V) – Tensão de circuito aberto.

A corrente de curto circuito (I_{SC}) será o valor máximo de corrente, obtido quando não há tensão elétrica nos terminais da célula.

Por questão de comparação existe uma especificação padrão para o teste de células, possibilitando comparar modelos, iguais ou diferentes, da mesma marca, ou até mesmo de outros fabricantes, e avaliar de forma justa suas curvas características I-V.

Essas condições são chamadas de CTS (Condições de Teste *Standard*), ou STC (*Standard Test Conditions*) e são as seguintes (IEC,2006):

- a) - Irradiância de 1.000 W/m²;
- b) - Temperatura na célula de 25°, com tolerância de + ou – 2°C;
- c) - Espectro de luz definido com uma massa de ar de 1,5.

É possível utilizar o valor de I_{SC} relacionado com a irradiância incidente para visualizar o efeito da mesma sobre a curva característica I-V da célula, para um mesmo valor de temperatura. A equação fica (GTES, 2014):

$$I_{SC} = I_{SC-STC} \times \frac{G}{1000} \quad (8)$$

Onde:

I_{SC} (A) – Corrente de curto circuito do módulo para determinada irradiância G e temperatura T

I_{SC-STC} (A) – Corrente de curto circuito nas STC (ou CTS);

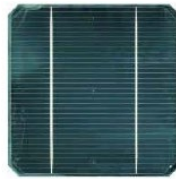
G (W/m^2) – Irradiância sobre o módulo;

1000 (W/m^2) – Irradiância nas STC (ou CTS).

3.5.3 Tipos notáveis de células fotovoltaicas

a) Silício monocristalino: possuem uma estrutura única, contínua e livre de impurezas de silício monocristalino. Isso faz com que esse tipo de célula, que pode ser visto na Figura 14, tenha elevada eficiência, porém, o processo de fabricação torna-se mais complexo, aumentando os custos (KALOGIROU, 2016).

Figura 14 – Célula monocristalina

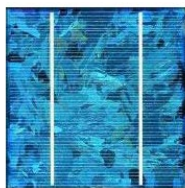


Fonte: Portal Energia, 2004.

b) Silício multicristalino: utilizam vários grãos de silício monocristalino. O processo de fabricação é mais simples do que o da célula monocristalina, entretanto há uma pequena redução na eficiência.

Com o custo competitivo da fabricação mais simples esse tipo de célula, também chamada de célula policristalina, representada na Figura 15, é a solução empregada em diversas instalações (KALOGIROU, 2016).

Figura 15 – Célula policristalina



Fonte: Portal Energia, 2004.

c) Silício amorfo (a-Si): diferente dos tipos mencionados anteriormente, as células de silício amorfo, exemplificadas pela Figura 16, não utilizam uma estrutura cristalina, mas sim uma fina camada homogênea de átomos de silício. Por conta disso essa tecnologia também é conhecida como a de filmes finos.

A facilidade de fabricação e consequente redução dos custos tem que ser ponderada com a grande redução na eficiência se comparada com a opção do uso de silício cristalino.

Recomenda-se em situações em que o custo é um grande fator limitante, mas não há tanta preocupação com a eficiência da instalação (KALOGIROU, 2016).

Figura 16 – Módulo que utiliza silício amorfo



Fonte: Portal Energia, 2004.

3.5.4 Associação de células fotovoltaicas

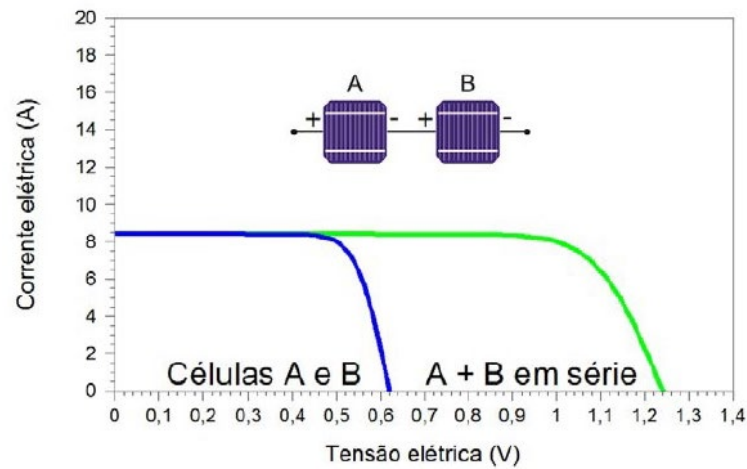
A associação desse tipo de dispositivo é utilizada para obter os valores de corrente e tensão desejados de operação.

Dependendo da situação, pode-se utilizar uma associação em série, paralelo ou até mesmo ambas.

Quando o sistema é ligado em série, o terminal positivo de um dispositivo é ligado ao negativo do outro, fazendo com que suas tensões sejam somadas e a corrente elétrica permaneça a mesma, como representado na Figura 17.

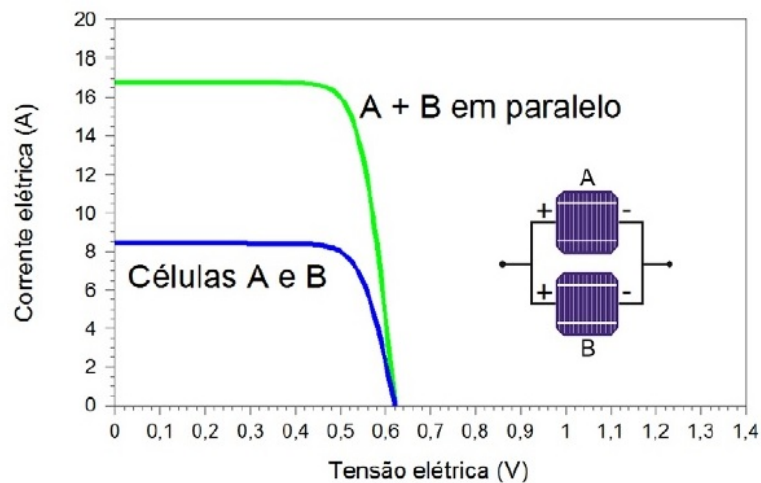
Na Figura 18 nota-se que na ligação em paralelo o inverso acontece, ou seja, a ligação é feita entre terminais iguais e as correntes são somadas, enquanto a tensão permanece a mesma.

Figura 17 – Curva I-V para associação de células em série



Fonte:GTES, 2014.

Figura 18 – Curva I-V para associação de células em paralelo



Fonte:GTES, 2014.

3.5.5 Taxa de desempenho

A taxa de desempenho (TD), ou razão de desempenho (PR – *Performance Ratio*), é utilizada para representar o desempenho de um sistema fotovoltaico. Relaciona os valores reais de um sistema com os valores ideais (sem perdas) do mesmo sistema nas mesmas condições. (KALOGIROU, 2016).

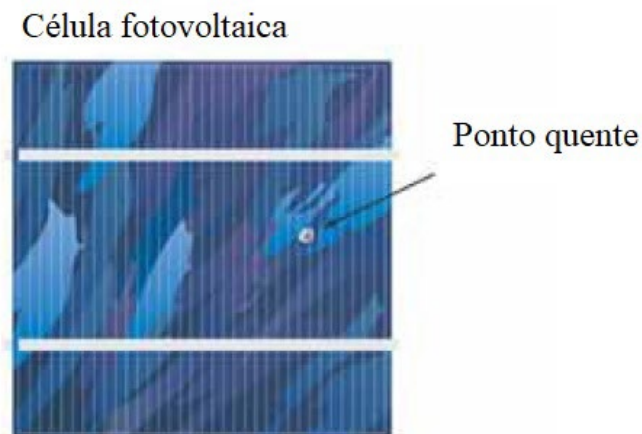
“Para SFCRs (Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede) residenciais, bem ventilados e não sombreados, uma TD entre 70% e 80% pode ser obtida nas condições de radiação solar encontradas no Brasil.” (CRESESB, 2014, p. 329).

3.5.6 Pontos quentes

Os pontos quentes, defeitos comumente causados por conta de sombreamento, são um fenômeno em que a célula fotovoltaica é forçada a uma polarização inversa, fazendo com que a energia elétrica seja dissipada em forma de calor. Uma representação desse tipo de defeito pode ser vista na Figura 19. O sombreamento faz com que uma parte das células associadas receba menos radiação solar do que as outras e, como mostrado no tópico anterior, células associadas em série possuem um mesmo valor de corrente. Ou seja, as células afetadas irão limitar o valor de corrente da série (GTES, 2014).

Uma solução comum para o problema de pontos quentes é o uso de díodos de desvio, ou *bypass*, que oferecem outra possibilidade de caminho para corrente, reduzindo a quantidade de potência que será dissipada nas células sombreadas (PORTAL ENERGIA, 2004).

Figura 19 – Célula fotovoltaica com ponto quente



Fonte: Portal Energia, 2004.

3.6 Módulo Fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico é um componente projetado para funcionar ao ar livre, sujeito às condições ambientais e com uma vida útil geralmente maior que duas décadas, portanto, a escolha dos materiais irá influenciar bastante na geração do sistema.

A Figura 20 mostra o símbolo elétrico comumente utilizado para representação do módulo fotovoltaico em projetos.

Figura 20 – Símbolo elétrico utilizado para o módulo fotovoltaico



Fonte: Fornecido pelo autor.

Como dito anteriormente, a utilização de células fotovoltaicas é feita em série e/ou paralelo, dependendo da necessidade de tensão e corrente elétrica que o fabricante necessita.

Após escolher a quantidade e a configuração, as células são encapsuladas para garantir a proteção do sistema.

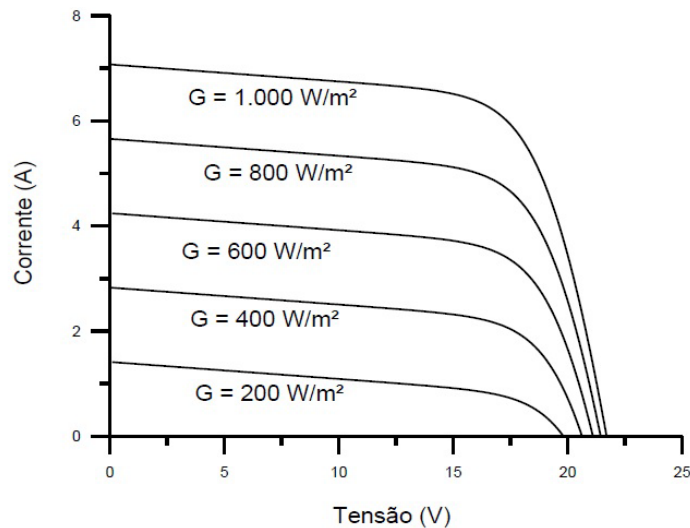
As células utilizadas podem ser classificadas de acordo com sua estrutura atômica, podendo ser monocristalina, policristalina ou amorfa. Em termos de produção, o material mais utilizado é o silício, do tipo cristalino, monocristalino ou policristalino (KALOGIROU, 2016).

A potência do módulo é comumente representada pela potência elétrica de pico (Wp), que é obtida a partir de testes laboratoriais feitos nas STC e é importante observar outros fatores que podem alterar as características do módulo.

3.6.1 Impacto causado pela irradiância

Por ser construído utilizando uma combinação de células fotovoltaicas, assim como elas, o módulo também sofre alterações na curva característica I-V com variações na irradiância. A Figura 21 mostra como essa variação pode modifica a curva I-V.

Figura 21 – Variação na curva I-V de um módulo de silício cristalino causada pela irradiância solar



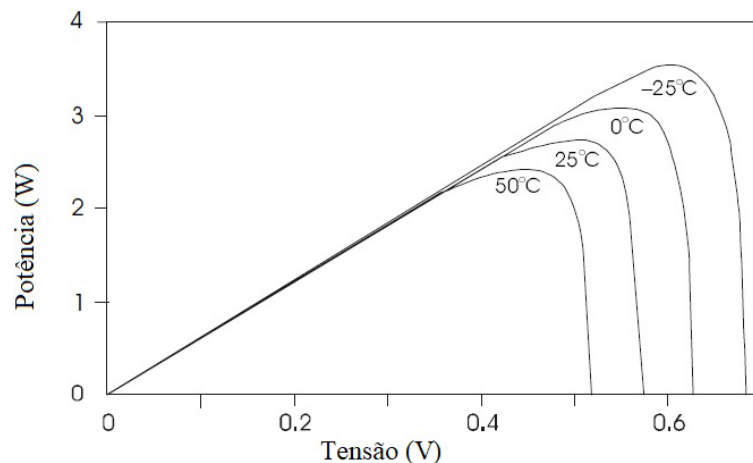
Fonte: GTES, 2014.

3.6.2 Impacto causado pela temperatura

Ao contrário do que se pensa quando tem-se a ideia de um sistema que funciona utilizando a energia proveniente do sol, a temperatura influencia negativamente no desempenho de um sistema de geração fotovoltaico. Fenômeno esse que pode ser visto na curva P-V da Figura 22.

Isso ocorre por conta da diminuição da tensão para valores elevados da temperatura, que não é compensada pelo pequeno aumento de corrente nessas situações (GTES, 2014).

Figura 22 – Curva P-V de uma célula para diferentes valores de temperatura



Fonte: MESSENGER e VENTRE, 2004 (adaptado pelo autor).

3.6.3 Associação entre módulos

De forma semelhante como discutido para as células fotovoltaicas, os módulos também são arranjados em série e/ou paralelo para atender à necessidade elétrica do sistema projetado.

Na associação em série, também chamada de fileira ou de *string*, é recomendada a utilização de módulos iguais, para minimizar as perdas de potência (PORTAL ENERGIA, 2004). A Figura 23 é um exemplo desse tipo de associação.

Ao fazer esse tipo de ligação a corrente permanece constante, porém as tensões são somadas. Considerando uma fileira de n módulos esse comportamento pode ser representado por (GTES, 2014):

$$V = V_1 + \dots + V_n \quad (9)$$

$$I = I_1 = \dots = I_n \quad (10)$$

Onde:

V (Wp) – Potência total do arranjo;

I (A) – Corrente total do arranjo.

Enquanto a ligação em paralelo tem as características elétricas representadas pelas seguintes equações, para n módulos conectados em paralelo:

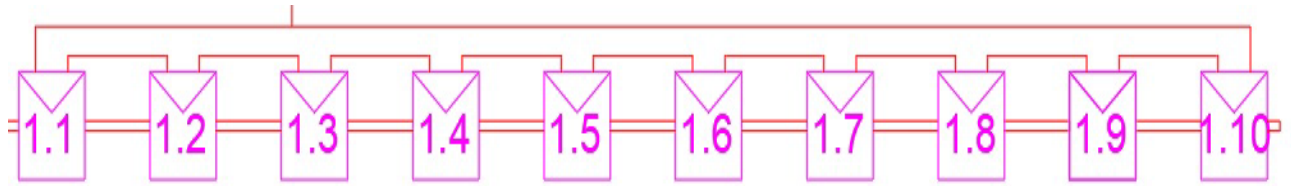
$$V = V_1 = \dots = V_n \quad (11)$$

$$I = I_1 + \dots + I_n \quad (12)$$

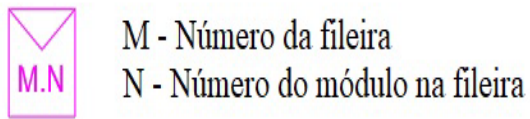
V (Wp) – Potência total do arranjo;

I (A) – Corrente total do arranjo.

Figura 23 – Fileira com 10 módulos associados em série



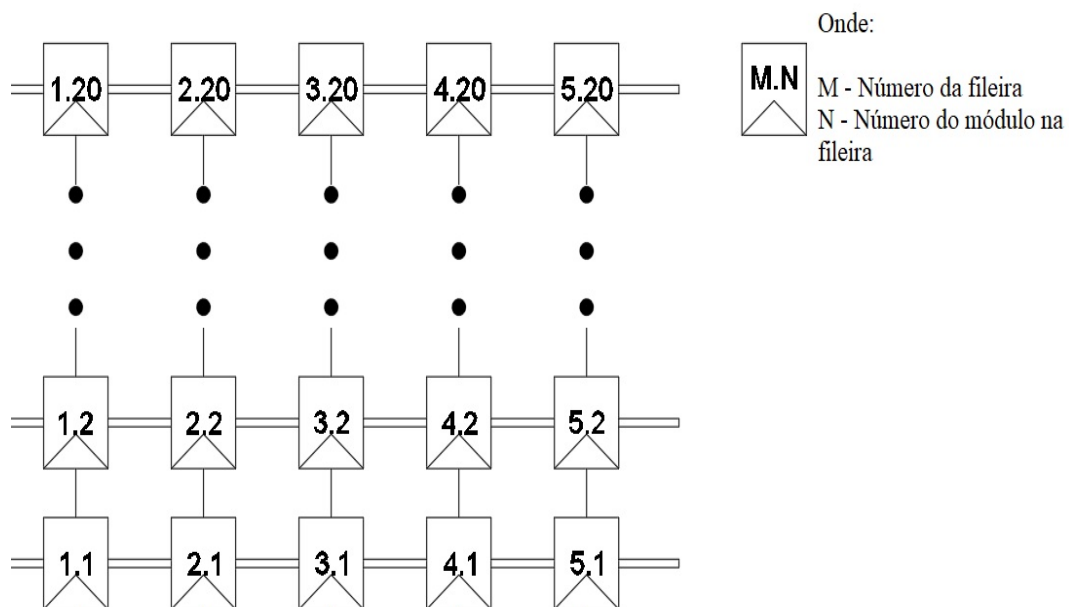
Onde:



Fonte: Fornecido pelo autor.

Também é possível fazer arranjos que combinam associações em série e em paralelo. Muito comum para projetos ligados à rede, como o da Figura 24.

Figura 24 – Sistema com 5 fileiras de 20 módulos em série cada

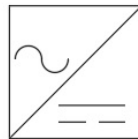


Fonte: Fornecido pelo autor.

3.7 Inversor

O inversor será o elo entre o sistema de geração fotovoltaica e a rede. É responsável por converter a energia gerada em corrente contínua, c.c (ou DC), para corrente alternada, c.a (ou AC). Seu símbolo elétrico para projetos é apresentado na Figura 25.

Figura 25 – Símbolo elétrico utilizado para o inversor



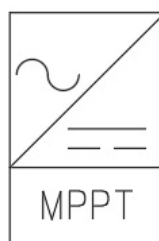
Fonte: Fornecido pelo autor.

Podem ser do tipo monofásico ou trifásico. De maneira geral, é comum assumir que para um sistema conectado à rede com potência individual de até 5 kW será utilizado o inversor monofásico (GTES, 2014).

Para injetar a maior quantidade possível de potência na rede elétrica o inversor deve atuar no ponto de máxima potência MPP do gerador, representado na Figura 26, abaixo do símbolo utilizado para o inversor. Como discutido anteriormente, o ponto MPP será sensível à fatores climáticos, tais como irradiância e temperatura.

Por conta disso, o inversor terá um rastreador desse ponto, chamado de MPPT (*maximum power point tracking*) que faz os ajustes de tensão necessários de acordo com a tensão no MPP (PORTAL ENERGIA, 2004).

Figura 26 – Inversor com um MPPT



Fonte: Fornecido pelo autor.

A eficiência do inversor, que é uma relação entre as potências, é definida pela equação (KALOGIROU, 2016):

:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{ac} \cdot I_{ac} \cdot \cos(\varphi)}{V_{dc} \cdot I_{dc}} \quad (13)$$

Onde:

η_{inv} – Eficiência do inversor;

P_{out} (W) – Potência na saída;

P_{in} (W) – Potência na entrada;

V_{ac} (V) – Tensão no lado de corrente alternada;

V_{dc} (V) – Tensão no lado de corrente contínua;

I_{ac} (A) – Corrente no lado de corrente alternada;

I_{dc} (A) – Corrente no lado de corrente contínua;

$\cos(\phi)$ – Fator de potência.

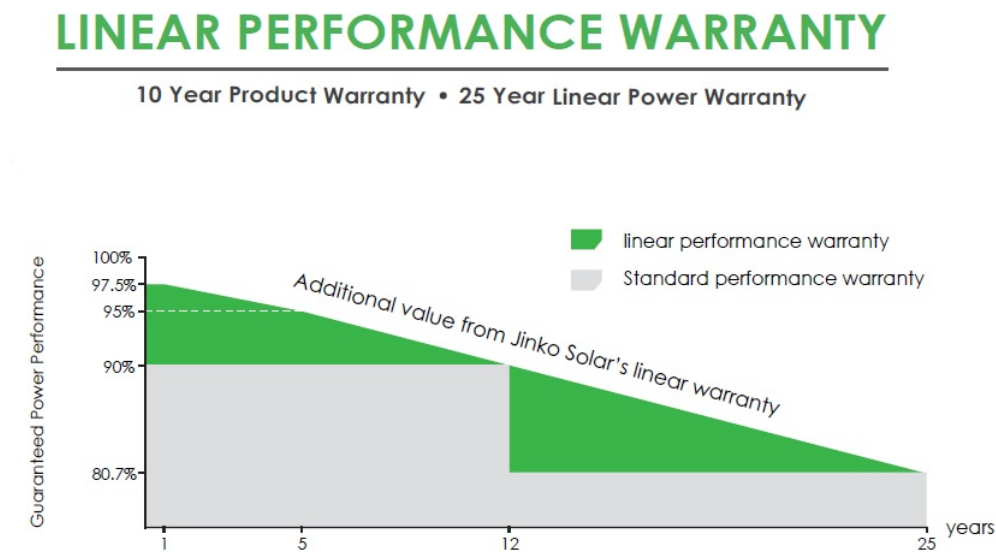
3.8 Proteção

Sistemas FV são instalações que irão passar uma grande quantidade de anos funcionando. Um módulo da Jinko Solar fornece uma garantia de produto por 10 anos e de performance linear de 25 anos, como mostrado na Figura 27, por exemplo.

Para garantir tanto o bom funcionamento do sistema como a segurança do cliente e dos operadores é necessário que haja um bom dimensionamento dos dispositivos de proteção, de forma que minimize ao máximo as falhas no sistema.

Atualmente muitos equipamentos, como os inversores, podem conter uma proteção integrada, mas isso não garante a eliminação da necessidade de dispositivos externos (GTES, 2014).

Figura 27 – Garantia de um módulo fotovoltaico



Fonte: Jinko Solar, 2017 (adaptado pelo autor).

3.8.1 Condutores

Dimensionados após uma análise das condições de instalação e da carga necessária a ser suprida, lembrando que uma instalação FV é dividida em duas partes: uma em c.c, que vai dos módulos até o inversor, e uma em c.a, após passar pelo inversor.

A falta de cuidado no dimensionamento dos condutores aliada com uma proteção ineficaz é de grande risco para o patrimônio e até mesmo vida do cliente.

Para os cabos elétricos cobre é amplamente utilizado. Os condutores de alumínio apresentam uma grande vantagem financeira, porém, não é algo recomendado por conta de suas características, como a menor resistência à tensão mecânica e maior resistividade elétrica quando comparado ao cobre, causando grande incerteza nas conexões e aumentando a necessidade de mão de obra. Para consultar os casos em que é possível utilizá-los é necessário consultar a norma brasileira NBR 5410 (ABNT, 2004).

Os fios e cabos podem ser isolados com diferentes tipos de isolantes, como por exemplo PVC (cloreto de polivinila), EPR (etileno-propileno) e XLPE (polietileno reticulado). Suas diferentes características fazem com que sejam aplicados dependendo da instalação (MAMEDE FILHO, 2017).

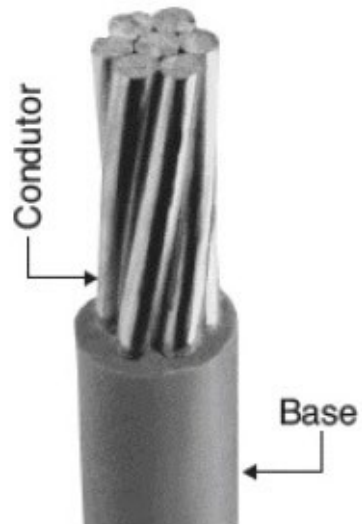
Podem ser isolados, como o da Figura 28, quando não existe a capa de proteção. Caso tenham a capa de proteção, são chamados de unipolares, como o da Figura 29.

Figura 28 – Cabo Isolado



Fonte: Mamede Filho, 2017.

Figura 29 – Cabo Unipolar



Fonte: Mamede Filho, 2017.

3.8.2 Disjuntores

Dispositivo de segurança utilizado para proteger os componentes em casos de problemas como o curto-circuito ou sobrecarga e podem ser reutilizados depois de dispararem.

Comumente utilizados como interruptores logo após o inversor, ou seja, na parte c.a. Caso seja utilizado na parte c.c, devem ser específicos para essa situação.

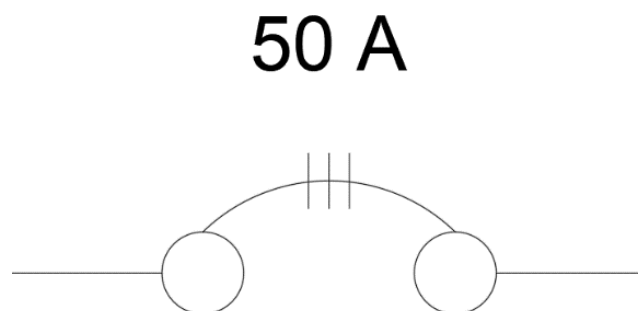
Um exemplo desse tipo de equipamento encontrado no mercado e sua representação podem ser vistos nas Figuras 30 e 31, respectivamente.

Figura 30 – Disjuntor Tripolar de 50A



Fonte: FAME, 2020.

Figura 31 – Representação de um disjuntor tripolar de 50A



Fonte: Fornecido pelo autor.

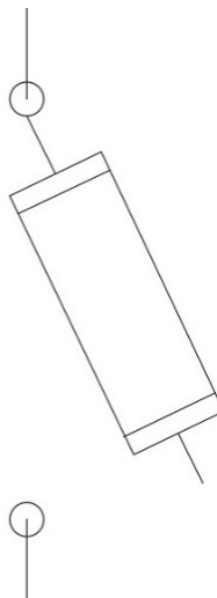
3.8.3 Fusíveis

Utilizados para proteger a fileira de módulos em casos de fluxo de corrente reversa de uma fileira com uma tensão maior para uma com tensão menor e dimensionados para valores menores do que os indicados pelo fabricante recomenda para o módulo. São colocados em ambos os polos. (GTES, 2014).

Apesar da sua simplicidade é importante saber que diferente do disjuntor, esse tipo de equipamento necessita de substituição após ser acionado. O símbolo elétrico utilizado para o fusível está exemplificado na Figura 32.

Para utilização em sistemas fotovoltaicos recomenda-se fusíveis em conformidade com a norma específica para esse tipo de proteção (IEC, 2010).

Figura 32 – Representação de um fusível



Fonte: Fornecido pelo autor.

3.8.4 Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS)

Os surtos podem surgir mesmo com a operação normal do sistema ou provenientes de descargas atmosféricas. São chamados de endógenos ou exógenos, respectivamente (FINDER, 2012).

Uma das características inerentes à geração de energia com sistemas fotovoltaicos é que os painéis dependem da energia solar para seu funcionamento. São sistemas que funcionam por anos instalados em locais abertos, suscetíveis às descargas atmosféricas, que

podem ser diretas ou indiretas. Essas descargas são representadas pelas Figuras 33 e 34, respectivamente.

Figura 33 – Descarga direta



Fonte: Finder, 2012 (adaptado pelo autor).

Figura 34 – Descarga indireta



Fonte: Finder, 2012.

Para evitar que o DPS dispare de forma indesejada é importante que a tensão de operação dele seja maior do que a tensão máxima da fileira e menor do que a suportada pelo arranjo. Dessa forma ele não irá atuar antes do necessário e preservará a integridade dos equipamentos do sistema.

Podem ser divididos em três classes: comutação ou disparo, limitador e combinado. A Figura 35 a seguir mostra o símbolo elétrico de um DPS da classe limitador.

Figura 35 – DPS do tipo Varistor, que atuam por limitação



Fonte: Fornecido pelo autor.

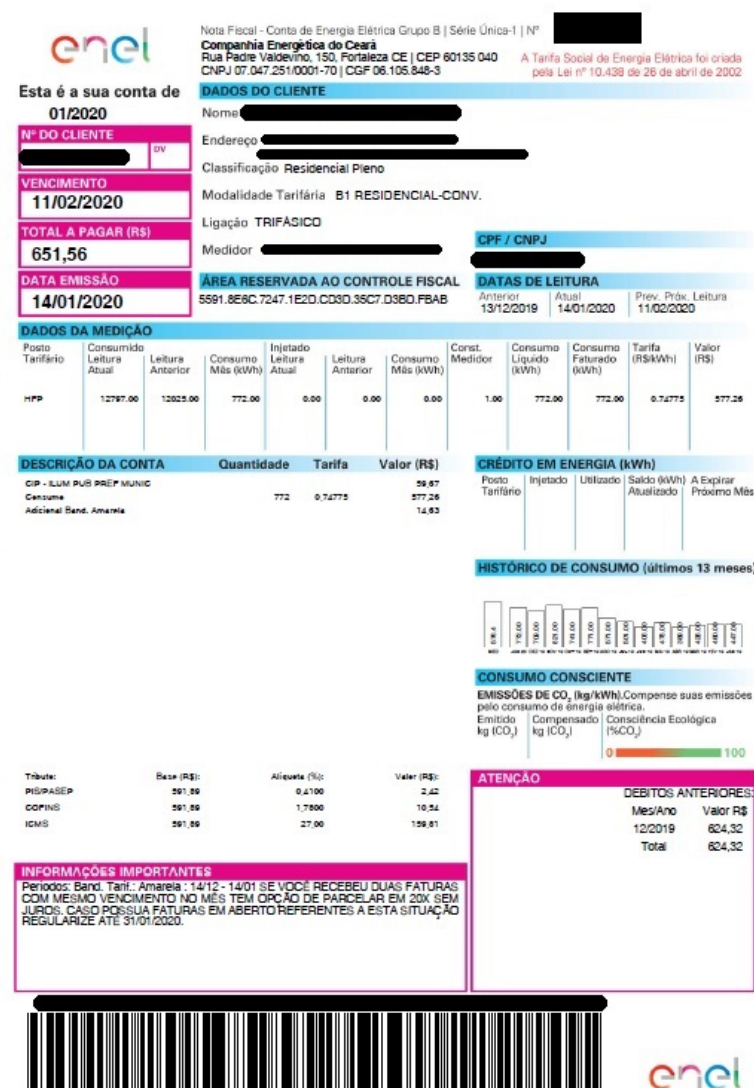
4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Análise da conta de energia

Para realizar o dimensionamento de um sistema FV para um cliente é necessário obter um conjunto de informações a respeito do seu perfil de consumo e tarifas aplicadas.

A conta fornecida pelas concessionárias de energia, apesar de não seguir um padrão nacional, apresenta essas informações. A Figura 36 apresenta uma conta da ENEL no Ceará. A boa interpretação dos dados pode ser a diferença entre um sistema subdimensionado, adequado ou superdimensionado.

Figura 36 – Conta de energia da ENEL



Fonte: ENEL, 2020 (adaptado pelo autor).

A parte superior da conta, enfatizada na Figura 37, apresenta as informações básicas do consumidor:

- Número do cliente: é um número fixo, que representa a identificação numérica do consumidor na concessionária;
- Número da conta: número que varia a cada cobrança para identificar especificamente cada fatura;
- Endereço: importante para avaliação do recurso solar; Classificação: aplicada de acordo com a atividade comprovadamente exercida.

As classes tarifárias são as seguintes (BRASIL, 2010, p. 78-79):

- I – Residencial;
- II – Industrial;
- III – Comércio, serviços e outras atividades;
- IV – Rural;
- V – Poder Público;
- VI – Serviço público; e
- VIII – Consumo Próprio.

- Modalidade Tarifária: identifica o tipo de consumidor em grupos e subgrupos para aplicar as tarifas. A Classificação é a seguinte (BRASIL, 2010, p. 10):

a) Grupo A:

- A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, com sistema subterrâneo de distribuição. Caso especial.

b) Grupo B:

- B1 – residencial e residencial baixa renda;
- B2 – rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação;
- B3 – demais classes;
- B4 – iluminação pública.

Existe também o sistema de Bandeiras Tarifárias, implantado pela ANEEL no Brasil em 2015, que sinaliza o custo da geração de energia elétrica.

As bandeiras, que podem ser da cor verde, amarela ou vermelha, tentam equilibrar a relação de preço e custo que envolvem a distribuição e as tarifas cobradas aos

consumidores. É um reflexo do momento em que o país passa em relação às condições de geração de energia (ENEL, 2015).

- Bandeira Verde: não há cobrança adicional;
- Bandeira Amarela: acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 kWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 1: acréscimo de R\$ 4,00 para cada 100 kWh consumido;
- Bandeira Vermelha – Patamar 2: acréscimo de R\$ 6,00 para cada 100 kWh consumido.

Figura 37 – Dados do Cliente

Nota Fiscal - Conta de Energia Elétrica Grupo B | Série Única-1 | Nº [REDACTED]

Companhia Energética do Ceará
Rua Padre Valdevino, 150, Fortaleza CE | CEP 60135 040 | A Tarifa Social de Energia Elétrica foi criada pela Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002
CNPJ 07.047.251/0001-70 | CGF 06.105.848-3

Esta é a sua conta de
01/2020

DADOS DO CLIENTE

Nome [REDACTED]

Endereço [REDACTED]

Classificação Residencial Pleno

Modalidade Tarifária B1 RESIDENCIAL-CONV.

Liquidação TRIFÁSICO

Medidor [REDACTED]

CPF / CNPJ
[REDACTED]

ÁREA RESERVADA AO CONTROLE FISCAL
5591.8E6C.7247.1E2D.CD3D.35C7.D3BD.FBAB

DATAS DE LEITURA

Anterior	Atual	Prev. Próx. Leitura
13/12/2019	14/01/2020	11/02/2020

Nº DO CLIENTE
[REDACTED] DV [REDACTED]

VENCIMENTO
11/02/2020

TOTAL A PAGAR (R\$)
651,56

DATA EMISSÃO
14/01/2020

Fonte: ENEL, 2020 (adaptado pelo autor).

Logo abaixo, na Figura 38, é possível verificar os dados de medição do mês referente à conta, bem como o mês anterior para efeito de comparação. Juntamente com essas informações e a tarifa o cliente recebe o valor, em reais, do consumo de energia antes da aplicação das demais tarifas.

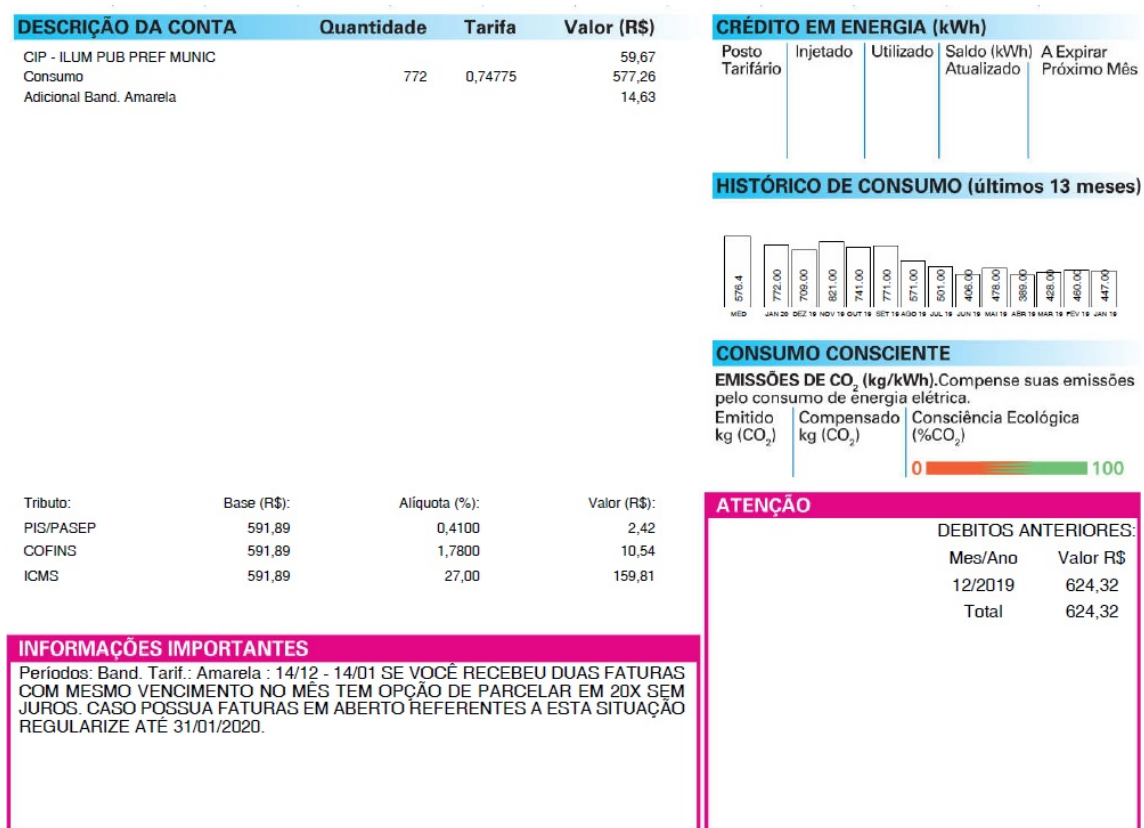
Figura 38 – Dados da medição

DADOS DA MEDIÇÃO											
Posto Tarifário	Consumido Leitura Atual	Leitura Anterior	Consumo Mês (kWh)	Injetado Leitura Atual	Leitura Anterior	Consumo Mês (kWh)	Const. Medidor	Consumo Líquido (kWh)	Consumo Faturado (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Valor (R\$)
HFP	12797.00	12025.00	772.00	0.00	0.00	0.00	1.00	772.00	772.00	0.74775	577.26

Fonte: ENEL, 2020 (adaptado pelo autor).

Por fim, na Figura 39, a descrição completa da conta com o consumo, explicação das tarifas aplicadas e o histórico de consumo, que fornece em kWh um valor médio dos últimos 13 meses.

Figura 39 – Descrição da conta



Fonte: ENEL, 2020 (adaptado pelo autor).

4.2 Dimensionamento

4.2.1 Consumo

Após o recebimento da conta de energia do cliente já é possível começar a traçar o padrão de consumo para o dimensionamento e, com todas as informações da conta, a viabilidade do sistema em sua residência.

A conta enviada, disponível na Figura 36, é a conta mais recente, ou seja, fornece as informações mais atualizadas do cliente. Caso seja necessário conseguir informações anteriores basta utilizar o número de cliente e seu CPF para pedir a segunda via online da fatura.

O primeiro grupo de informações relevantes para o dimensionamento é apresentado na Figura 40, logo abaixo do nome do cliente, que é o endereço, juntamente com as características de conexão do sistema na rede elétrica e sua classificação.

Figura 40 – Informações iniciais para o dimensionamento

DADOS DO CLIENTE	
<u>Nome</u>	[REDACTED]
<u>Endereço</u>	[REDACTED]
<u>Classificação</u>	Residencial Pleno
<u>Modalidade Tarifária</u>	B1 RESIDENCIAL-CONV.
<u>Ligação</u>	TRIFÁSICO

Fonte: ENEL, 2020 (adaptado pelo autor).

O cliente é do grupo B, portanto não existirá preocupação relacionada à demanda contratada ou valores de consumo Ponta/Fora Ponta, informações que são relevantes para casos do grupo A.

Por ser uma ligação do tipo trifásico o custo de disponibilidade desse cliente será de 100 kWh. Ou seja, mesmo que haja geração maior do que o consumo será cobrado na conta de energia no mínimo um valor referente aos 100 kWh.

A próxima etapa será observar o histórico do consumo do cliente, obtido na Figura 39 e representado pela Tabela 1, que apresenta um histórico dos últimos 13 meses e o valor médio, todos em kWh para checar alguma possível anomalia nos dados.

Tabela 1 – Histórico de consumo

Mês/Ano	Consumo (kWh)
Janeiro/2020	772
Dezembro/2019	709
Novembro/2019	821
Outubro/2019	741
Setembro/2019	771
Agosto/2019	571
Julho/2019	501
Junho/2019	406
Mai/2019	478
Abril/2019	389
Março/2019	428
Fevereiro/2019	460
Janeiro/2019	447
Média	576,4

Fonte: ENEL – Fatura de 01/2020.

Observa-se um aumento significativo no consumo a partir do mês de setembro de 2019 e é importante averiguar junto ao cliente a possível causa desse aumento.

Foi relatado que a partir do mês de setembro até o mês de janeiro a residência recebeu moradores adicionais. Ou seja, o aumento no consumo não reflete a realidade da família nos meses anteriores e nem nos meses após a saída dos convidados.

Caso não houvesse boa comunicação, o projetista poderia imaginar que houve um aumento do padrão de consumo devido a instalação de novos equipamentos, como um ar condicionado, por exemplo. Neste caso o sistema estaria superdimensionado por décadas, a partir do momento que a situação da família voltasse ao normal.

Tendo esta informação, utilizou-se na Tabela 2 os últimos doze meses de consumo que refletem corretamente os números dessa unidade consumidora: de setembro de 2018 até agosto de 2019.

Portanto, a tabela considerada no dimensionamento será a seguinte:

Tabela 2 – Histórico de consumo corrigido

Mês/Ano	Consumo (kWh)
Agosto/2019	571
Julho/2019	501
Junho/2019	406
Maior/2019	478
Abril/2019	389
Março/2019	428
Fevereiro/2019	460
Janeiro/2019	447
Dezembro/2018	429
Novembro/2018	426
Outubro/2019	368
Setembro/2018	426
Média	444,08

Fonte: ENEL – Fatura de 08/2019.

Por conta do sistema de compensação adotado no país pela Resolução Normativa ANEEL 482/2012 quando há um excedente na geração de energia da unidade consumidora com relação a demanda, a energia é enviada à rede e registrado.

No fim do mês, caso a geração seja maior do que o consumo, o cliente recebe um crédito energético com validade de 60 meses (BRASIL, 2015) referente ao valor do excedente.

No caso do cliente em questão, que faz parte do grupo B, o valor mínimo da sua cobrança, em caso de geração maior do que o consumo, será o custo de disponibilidade.

Como dito anteriormente, o valor será de 100 kWh por se tratar de um sistema trifásico.

Para evitar superdimensionamento do sistema fotovoltaico é recomendável descontar esse valor da disponibilidade mínima de energia do valor de consumo médio diário anual (GTES, 2014).

Ajustando o valor de consumo:

$$E = (\text{Consumo médio} - \text{Custo de disponibilidade}) \quad (14)$$

$$E = 444,08 \text{ Kwh} - 100 \text{ kWh}$$

$$E = 344,08 \text{ kWh}$$

Onde:

E (kWh/mês) – Consumo mensal médio anual da residência (GTES, 2014).

Para obter o valor do consumo diário médio anual basta dividir o valor encontrado utilizando o consumo mensal médio anual e dividir por trinta dias:

$$E = \frac{334,08 \text{ kWh}}{30 \text{ Dias}}$$

$$E = 11,47 \text{ Kwh/dia}$$

4.3 Valores de irradiância utilizados

Por se tratar de um projeto idealizado para telhado, uma situação que não dá abertura para muitas opções de ângulos, o valor escolhido de inclinação foi o de 16° N. Valor semelhante ao do telhado em que o sistema seria instalado. A Tabela 3 utiliza os valores de irradiação obtidos na Figura 8.

Tabela 3 – Valores de irradiação para Fortaleza para uma inclinação de 16° N

Mês	Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² .dia)
Janeiro	5,05
Fevereiro	5,30
Março	5,41
Abril	5,00
Mai	5,63
Junho	5,84
Julho	6,02
Agosto	6,24
Setembro	6,02
Outubro	5,87
Novembro	5,59
Dezembro	5,13
Média	5,59

Fonte: CRESESB. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 17 de mar. de 2020.

4.4 Taxa de Desempenho

Para efeito de cálculo, para realizar o dimensionamento do sistema, foi utilizado o valor médio do intervalo sugerido para as condições de geração fotovoltaicas no Brasil de TD de 75%.

A taxa de desempenho também pode ser calculada pela seguinte equação para um sistema conhecido (GTES, 2014):

$$TD (\%) = \frac{\left(\frac{E_{FV}}{I_{rT}}\right) \cdot 100\%}{E_{fSTC}(\%)} \quad (15)$$

Onde:

TD – Taxa de desempenho do sistema;

E_{FV} (kWh/ano) – energia elétrica gerada pelo sistema e injetada na rede durante o período analisado;

I_{rT} (kWh/ano) – irradiação total incidente na área do painel fotovoltaico e no plano de instalação;

E_{fSTC} (%) – eficiência nominal dos painéis fotovoltaicos nas condições padrão de ensaio.

4.5 Potência de Geração Fotovoltaica

É possível calcular a potência necessária para o sistema fotovoltaico com base na demanda energética do cliente utilizando a seguinte equação (GTES, 2014):

$$P_{FV} = \frac{(E/TD)}{HSP} \quad (16)$$

Onde:

P_{FV} (kWp) – Potência do gerador fotovoltaico;

E (kWh/dia) – Consumo diário médio anual;

HSP (h) – Média diária anual das horas de sol pleno;

TD (adimensional) – Taxa de desempenho (PR – *Performance Ratio*)

Substituindo os valores na equação:

4.6 Dimensionamento do Inversor

A escolha do inversor está diretamente ligada com o valor obtido para P_{FV} , geralmente tentando respeitar uma razão de potência de 1:1. Quando não é possível, recomenda-se o seguinte intervalo (PORTAL ENERGIA, 2004):

$$0,7 \times P_{FV} < P_{Ndc} < 1,2 \times P_{FV} \quad (17)$$

Onde:

P_{Ndc} – Potência nominal do inversor em corrente direta.

4.7 Número de módulos por fileira

Após determinar o modelo e a potência do inversor é necessário escolher o modelo do painel fotovoltaico e o número necessário para se adequar às necessidades do sistema.

4.7.1 Número máximo de módulos ligados ao inversor

Para o valor máximo considera-se o período de estação fria, pois a diminuição da temperatura ocasiona um aumento na tensão de circuito aberto até o seu máximo, ocasionando o pior caso possível no limite superior dos valores (PORTAL ENERGIA, 2004).

Para preservar a integridade do inversor, esta tensão máxima de circuito aberto tem que ser menor do que a tensão máxima DC admitida por ele

O cálculo considera uma temperatura de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, valor que não será atingido na cidade de Fortaleza. Por conta disso, a margem de segurança será ainda maior caso a seguinte equação seja respeitada, já que para temperaturas mais elevadas a tensão seria menor, e por consequência o número máximo considerado poderia ser maior. (PORTAL ENERGIA, 2004):

$$n_{max} = \frac{V_{max(INV)}}{V_{OC(módulo-10\text{ }^{\circ}\text{C})}} \quad (18)$$

O valor da tensão de circuito aberto para essa temperatura não é especificado na ficha técnica do modelo utilizado, porém, existe a possibilidade de utilizar o valor dado para a variação de tensão por grau Celsius e o valor de V_{oc} nas condições padrão de teste e encontrar o valor de $V_{OC(módulo-10\text{ }^{\circ}\text{C})}$ (PORTAL ENERGIA, 2004):

$$V_{OC(modulo-10\text{ }^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{35\text{ }^{\circ}\text{C} \times \Delta V}{100}\right) \times V_{OC(STC)} \quad (19)$$

4.7.2 Número mínimo de módulos ligados ao inversor

A determinação do valor mínimo também é importante para o sistema, pois no período de temperaturas mais altas a tensão será menor do que a especificada pela ficha técnica na STC. Caso a tensão caia para um valor abaixo da tensão MPP mínima é possível que haja o corte do inversor. Por conta disso o número mínimo de módulos em uma fileira é a razão entre essa tensão mínima MPP do inversor e a tensão MPP do módulo à $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ (PORTAL ENERGIA, 2004):

$$n_{min} = \frac{V_{MPP(INV_{min})}}{V_{MPP(módulo\ 70\text{ }^{\circ}\text{C})}} \quad (20)$$

Em que:

n_{\min} (adimensional) – número mínimo de módulos;

$V_{MPP(INV_{\min})}$ (V) – mínima tensão c.c de operação do MPP do inversor;

$V_{MPP(\text{módulo } 70^{\circ}\text{C})}$ (V) – tensão de potência máxima do módulo fotovoltaico à 70 °C.

“Em geral, pode assumir-se de que a tensão MPP de um módulo mono ou policristalino à temperatura de 70 °C, cairá cerca de 18% em relação às condições de referência CTS.” (MANUAL SOBRE TECNOLOGIAS, PROJECTO E INSTALAÇÃO, 2004, p. 171). Caso o painel fosse monocristalino, seria ainda mais sensível a temperaturas mais elevadas.

Ou seja:

$$V_{MPP(\text{módulo } 70^{\circ}\text{C})} = 0,82 \times V_{OC} \quad (21)$$

Onde:

$V_{MPP(\text{módulo } 70^{\circ}\text{C})}$ (V) – tensão de potência máxima do módulo fotovoltaico à 70 °C;

0,82 – referente aos 18% de perda por conta da temperatura;

V_{OC} – tensão de circuito aberto.

4.7.3 Cálculo do número de fileiras

Para garantir que a corrente máxima de entrada c.c. não seja ultrapassada é calculado o valor máximo do número de fileiras conectadas em paralelo utilizando a equação (GTES, 2014):

$$N_{\text{fileiras}} = \frac{I_{\text{imax}}}{I_{SC}} \quad (22)$$

Onde:

N_{fileiras} (adimensional) – Número de fileiras permitido;

I_{imax} (A) – Corrente máxima c.c. suportada no inversor;

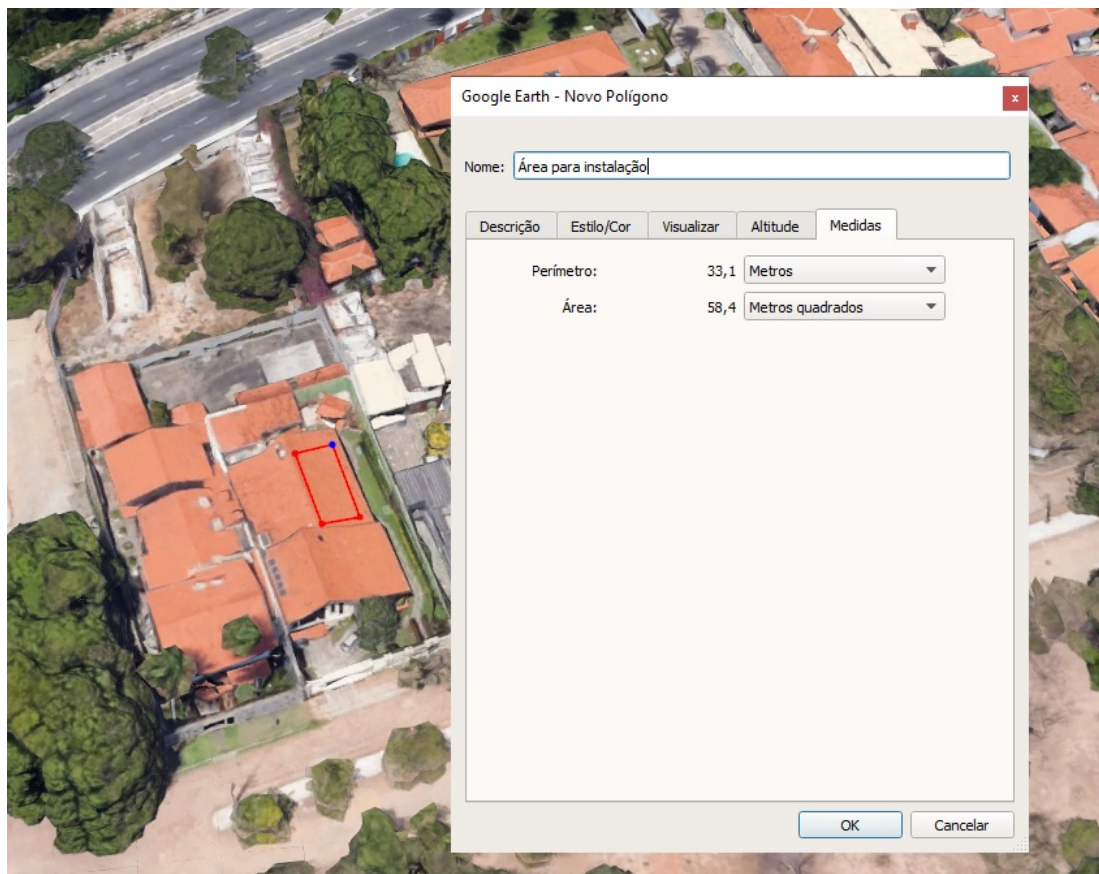
I_{SC} (A) – Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico utilizado.

4.8 Área de instalação

Com o sistema devidamente dimensionado é necessário verificar se o possível cliente possui uma área adequada para instalação dos painéis fotovoltaicos no arranjo do projeto.

Considerando que será uma instalação feita em telhado é possível utilizar o *software Google Earth* como na Figura 41 para ter uma boa estimativa da área disponível para instalar os painéis e se existem obstáculos ou risco de sombreamento naquela região.

Figura 41 – Área disponível para instalação



Fonte: Fornecido pelo autor.

4.9 Simulação com o *software PVsyst*

O *software* PVsyst foi feito para ser utilizado por arquitetos, engenheiros, pesquisadores e também como um auxílio para estudantes dessas áreas.

Atualmente com o crescente interesse por essa área de geração de energia existem várias alternativas de *softwares* com essa finalidade.

Caso seja necessário, é possível carregar dados meteorológicos de qualquer localidade, bem como informações dos módulos e inversores que serão utilizados.

A versão 7.0 do *PVsys* fornece uma versão de avaliação gratuita por um período de 1 mês em que é possível utilizar todos os recursos do programa, incluindo acesso completo ao banco de dados com valores para a cidade de Fortaleza e dados técnicos dos equipamentos selecionados para o sistema.

Serão feitas simulações sem perdas por sombreamento e com perdas por sombreamento e os resultados serão confrontados com o dimensionamento manual para validar os parâmetros obtidos via *software*.

5 RESULTADOS

5.1 Potência necessária para a geração fotovoltaica

Utilizando os dados obtidos com o dimensionamento e fazendo as substituições na Equação 16 temos que o sistema terá que fornecer a seguinte quantidade energia elétrica:

$$P_{FV} = \frac{(11,47/0,75)}{5,59}$$

$$P_{FV} = 2,7358 \text{ kWp}$$

5.2 Escolha do inversor

Com o valor calculado de P_{FV} e a avaliação das opções de mercado para os inversores nessa faixa de potência o inversor escolhido foi o modelo CPS SCE3KTL-O, da empresa Chint Power.

O inversor tem uma potência nominal em corrente direta de 3,0kW e sua ficha técnica completa está disponível no ANEXO A. Substituindo esse valor no intervalo de potência da Equação 17 temos que:

$$0,7 \times 2,7358 \text{ kW} < 3,0 \text{ kW} < 1,2 \times 2,7358$$

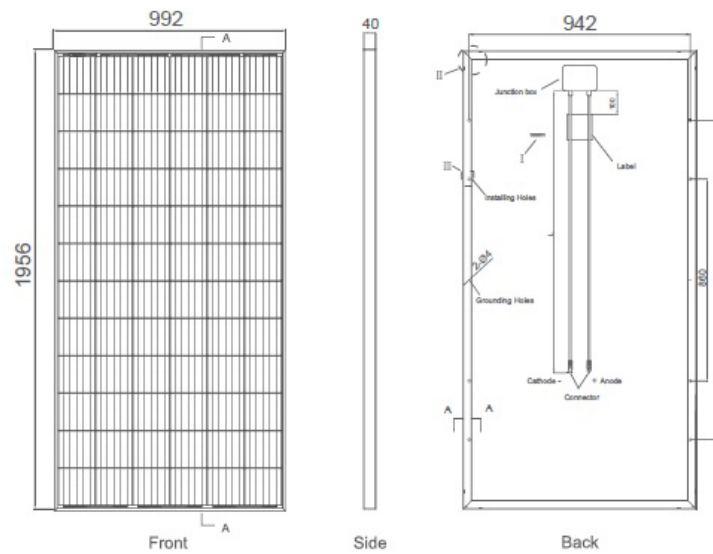
$$1,9150 \text{ kW} < 3,0 \text{ kW} < 3,2830 \text{ kW}$$

Portanto, o inversor escolhido pelo dimensionamento manual atende ao critério do intervalo recomendado pela literatura.

5.3 Escolha do módulo fotovoltaico

Para esse estudo de caso o módulo selecionado foi do modelo JKM335PP-72 policristalino da Jinko Solar, de dimensões especificadas na Figura 42. O nome do modelo apresenta algumas características, como sua potência nominal de 335 Wp e que ele é do tipo de 72 células (6x12)

Figura 42 – Desenho do módulo



Fonte: Jinko Solar, 2017.

A ficha técnica com as informações completas para o modelo utilizado está no ANEXO B.

5.4 Número máximo de módulos em série

Primeiramente, é necessário encontrar o valor da tensão de circuito aberto utilizando a Equação 19:

$$V_{OC}(\text{modulo}-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{35^{\circ}\text{C} \times (-0,4)}{100}\right) \times 47,2$$

$$V_{OC}(\text{modulo}-10^{\circ}\text{C}) = 53,808 \text{ V}$$

Agora, com esse resultado, é possível utilizar a Equação 18 para o número máximo de módulos temos que:

$$n_{max} = \frac{600 \text{ V}}{53,808 \text{ V}}$$

$$n_{max} = 11,1507$$

É importante lembrar que não existe um valor possível para o número de painéis fotovoltaicos que não seja inteiro e que o valor calculado é o máximo. Por conta disso o valor utilizado será o menor número inteiro mais próximo.

Portanto,

$$n_{max} = 11$$

5.5 Número mínimo de módulos em série

Substituindo valor de V_{OC} fornecido pela ficha técnica na Equação 21

$$V_{MPP(módulo\ 70\ ^\circ C)} = 0,82 \times 47,2\ V$$

$$V_{MPP(módulo\ 70\ ^\circ C)} = 38,704\ V$$

Calculando o valor mínimo necessário de módulos para o inversor selecionado utilizando a Equação 20:

$$n_{min} = \frac{200\ V}{38,704}$$

$$n_{min} = 5,1674$$

De forma análoga ao processo do cálculo do número máximo, é necessário arredondar o valor obtido para o número inteiro mais próximo. Contudo, por se tratar do cálculo do valor mínimo, o arredondamento será feito para o próximo número inteiro acima do valor calculado.

$$n_{min} = 6$$

5.6 Cálculo do número de fileiras

Substituindo os valores da ficha técnica do inversor na Equação 22:

$$N_{fileiras} = \frac{17,5\ A}{9,18\ A}$$

$$N_{fileiras} = 1,9063$$

O número de fileiras também é representado apenas por valores inteiros e, por se tratar de um cálculo de máximo, o resultado obtido será arredondado para baixo.

$$N_{fileiras} = 1$$

5.7 Sistema Final

Agora, sabendo que o projeto utilizará apenas uma fileira de módulos fotovoltaicos, é necessário escolher um número de módulos dentro do intervalo de mínimo e máximo calculado para atender a demanda do cliente.

O valor mínimo calculado não satisfaz a potência de pico necessária P_{FV} calculada para o consumo do cliente de 2,7358 kWp, pois:

$$\begin{aligned} n_{min} &= 6 \\ P_{min} &= n_{min} \times P_{módulo} \\ P_{min} &= 6 \times 0,335 \text{ kW} \\ P_{min} &= 2,01 \text{ kWp} \end{aligned} \tag{23}$$

Onde:

P_{sist} (kWp) – Potência do sistema fotovoltaico final.

P_{max} (kWp) – Potência máxima módulo fotovoltaico escolhido.

E o valor máximo extrapola o limite de potência suportado pelo inversor:

$$\begin{aligned} n_{max} &= 11 \\ P_{max} &= n_{max} \times P_{módulo} \\ P_{max} &= 11 \times 0,335 \text{ kWp} \\ P_{max} &= 3,68 \text{ kWp} \end{aligned} \tag{24}$$

Lembrando do intervalo de potência recomendado da Equação 17 para o inversor para a potência teórica calculada baseada nas necessidades de consumo:

$$1,9150 \text{ kW} < 3,0 \text{ kW} < 3,2830 \text{ kW}$$

É necessário escolher um valor intermediário de módulos que respeite os critérios citados acima.

Calculando o valor intermediário do intervalo:

$$n_{\text{médio}} = \frac{n_{\text{min}} + n_{\text{max}}}{2} \quad (25)$$

$$n_{\text{médio}} = \frac{6 + 11}{2}$$

$$n_{\text{médio}} = 8,5 \text{ módulos}$$

Como o número de painéis utilizados tem que ser um valor inteiro, é necessário checar tanto o arredondamento para cima quanto o para baixo.

a) Para 8 módulos:

$$P_{\text{sist}_1} = 8 \times 0,335 \text{ kWp}$$

$$P_{\text{sist}_1} = 2,68 \text{ kWp}$$

Valor inferior aos 2,7358 kWp calculado para atender a demanda.

b) Para 9 módulos:

$$P_{\text{sist}_2} = 9 \times 0,335 \text{ kWp}$$

$$P_{\text{sist}_2} = 3,015 \text{ kWp}$$

Valor suficiente para atender o consumo do cliente e inferior ao limite máximo calculado para o inversor de 3,2830 kW.

Por fim, é necessário saber se o sistema atende o requisito da corrente máxima de entrada c.c. estabelecida pelo inversor. Para isso, é utilizada a seguinte equação:

$$n_p = \frac{i_{INV \text{ max}}}{i_{sc}} \quad (26)$$

$$n_p = \frac{17,5 \text{ A}}{9,18 \text{ A}}$$

$$n_p = 1,90$$

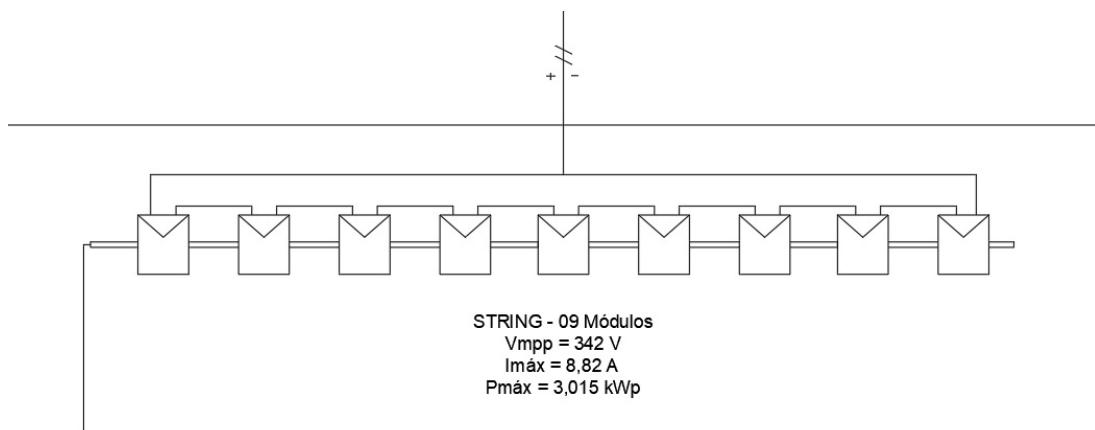
Como só é possível ter valores inteiros para o número de séries fotovoltaicas ligadas em paralelo, o número máximo permitido será de $n_p = 1$. Exatamente o valor escolhido para o arranjo, atendendo também ao requisito de corrente.

Logo, a configuração escolhida é conveniente. O sistema terá uma fileira de nove módulos de 335 Wp, representado pela Figura 43.

Após 25 anos de funcionamento o fabricante garante um valor de 80,7% de potência nominal do módulo fotovoltaico. Ou seja, a pior potência nominal ao fim da garantia será de 270,345 Wp. Para um sistema de 9 painéis o valor total será de 2,4331 kWp.

O resultado está dentro do limite inferior estabelecido para o inversor e mesmo após duas décadas e meia o sistema ainda fornece 88,93% do valor estimado para geração necessária de 2,7358 kWp.

Figura 43 – Representação do sistema



Fonte: Fornecido pelo autor.

5.8 Área de instalação

De acordo com as informações do fabricante apresentadas na Figura 44 o módulo tem uma área de 1956x992mm, ou seja, 1,94m².

Figura 44 – Características do módulo Fotovoltaico utilizado

Mechanical Characteristics	
Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No.of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² , Length: 900mm or Customized Length

Fonte: Jinko Solar, 2017.

A instalação projetada é de uma fileira com nove painéis conectados em série.

Portanto:

$$\text{Área necessária} = 9 \times 1,94 \text{ m}^2$$

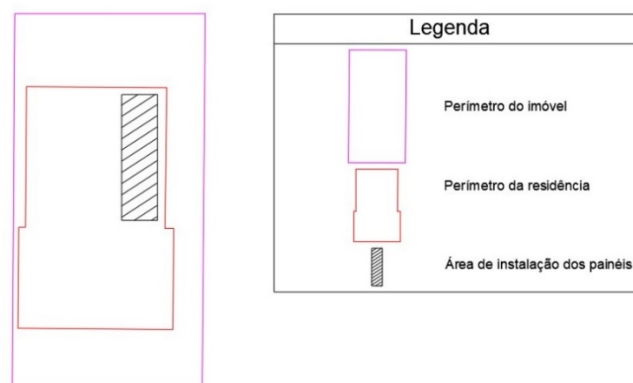
$$\text{Área necessária} = 17,46 \text{ m}^2$$

No entanto, nessa fase do processo ainda não é possível afirmar a viabilidade do projeto.

Com uma área disponível de 58,4 m² é seguro afirmar que, mesmo com a estrutura de fixação dos painéis, a instalação é viável.

Fazendo uma estimativa de que a área aumente em 30% após a instalação a área necessária ainda seria de apenas 22,7 m². Valor bem menor do que o disponível. A figura 45 mostra a vista superior do imóvel, com as dimensões obtidas pelo *Google Earth* de forma semelhante ao método utilizado na Figura 43.

Figura 45 – Vista superior da instalação



Fonte: Fornevido pelo autor.

Com essas informações disponíveis é possível calcular a energia produzida pelo sistema que será injetada na rede ao longo de um ano de acordo com a taxa de desempenho assumida para o dimensionamento do sistema com uma área de módulos de 17,46 m² e um valor de HSP de 5,59 kWh/m².dia.

Substituindo os valores na Equação 15:

$$0,75\% = \frac{\left(\frac{E_{FV}}{5,59 \frac{kWh}{m^2 \cdot dia} \cdot 17,46 m^2} \right) \cdot 100\%}{17,26\%}$$

$$12,945 = \left(\frac{E_{FV}}{97,6014 kWh/dia} \right) \cdot 100$$

$$E_{FV} = 12,6345 kWh/dia$$

Considerando 365 dias em um ano temos que:

$$E_{FV} = 4611,5929 kWh/ano$$

5.9 Simulação utilizando o *software PVsyst*

5.9.1 Simulação sem sombreamento

O *software* já contava com os dados de Fortaleza e dos equipamentos escolhidos para o sistema e a configuração pode ser vista na Figura 46.

Figura 46 – Simulação para o arranjo escolhido

Grid system definition, Variant "Simulação com 9 módulos"

Global System configuration

Number of kinds of sub-arrays:

Global system summary

Nb. of modules	9	Nominal PV Power	3.0 kWp
Module area	17 m ²	Maximum PV Power	2.9 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	3.0 kWac

PV Array

Sub-array name and Orientation

Name:

Orient.: **Fixed Tilted Plane**

Tilt: **16°**
Azimuth: **0°**

Resizing Help

No sizing Enter planned power: kWp

... or available area(modules): m²

Select the PV module

Available Now: Filter: Approx. needed modules: **8**

Jinkosolar	335 Wp 32V	Si-poly	JKM 335PP-72	Since 2016	Manufacturer 2017	<input type="button" value="Open"/>
------------	------------	---------	--------------	------------	-------------------	-------------------------------------

Sizing voltages: V_{mpp} (60°C) **33.0 V**
V_{oc} (-10°C) **52.6 V**

Use Optimizer

Select the inverter

Available Now: Output voltage: 230 V Mono 50Hz

ChintPower	3.0 kW	200 - 500 V	TL	50 Hz	CPS SCE3KTL-O	Since 2012	<input type="button" value="Open"/>
------------	--------	-------------	----	-------	---------------	------------	-------------------------------------

Nb. of inverters:

Operating Voltage: **200-500 V** Global Inverter's power: **3.0 kWac**
Input maximum voltage: **600 V**

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: between 7 and 11

Nbre strings: only possibility 1

Overload loss: **0.0 %**

Pnom ratio: **1.01**

Nb. modules: 9 Area: 17 m²

Operating conditions

V _{mpp} (60°C)	297 V
V _{mpp} (20°C)	356 V
V _{oc} (-10°C)	474 V

Plane irradiance: **1000 W/m²**

Imp (STC): 8.7 A Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: **2.7 kW**
Isc (STC): 9.2 A

Isc (at STC): 9.2 A **Array nom. Power (STC): 3.0 kWp**

Max. in data STC

Fonte: Fornecido pelo autor.

Para configurar o sistema foi necessário primeiramente inserir o ângulo da instalação e especificar se ela seria de telhado ou solo. O ângulo utilizado foi de 16°. Mesmo valor utilizado para obter os dados de irradiação anual.

Após inserir os modelos de painel e inversor escolhidos foi inserido o valor calculado de 2,7358 kWp para geração necessária do sistema fotovoltaico.

Como pode ser visto na Figura 47, ao preencher essas informações o próprio *software* coloca valores limites para o arranjo que será utilizado no sistema para atender a demanda informada.

Figura 47 – Informações do arranjo

The screenshot shows a software interface for designing a solar array. It is divided into several sections:

- Design the array:**
 - Number of modules and strings:**
 - Mod. in series: 9 (with a checkbox for 'between 7 and 11')
 - Nbre strings: 1 (with a checkbox for 'only possibility 1')
 - Overload loss: 0.0 %
 - Pnom ratio: 1.01
 - Buttons: 'Show sizing' and a help icon.
 - Summary: **Nb. modules: 9**, **Area: 17 m²**
- Operating conditions:**
 - Vmpp (60°C): 297 V
 - Vmpp (20°C): 356 V
 - Voc (-10°C): 474 V
- Plane irradiance:** 1000 W/m²
- Electrical parameters:**
 - Imp (STC): 8.7 A
 - Isc (STC): 9.2 A
 - Isc (at STC): 9.2 A
- Power and temperature settings:**
 - Radio buttons: 'Max. in data' (unselected) and 'STC' (selected).
 - Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: 2.7 kW
 - Array nom. Power (STC): 3.0 kWp**

At the bottom, there are three buttons: 'System overview', 'Cancel', and 'OK'.

Fonte: Fornecido pelo autor.

O valor escolhido para o número de módulos no dimensionamento foi exatamente o valor médio do intervalo fornecido.

Substituindo os valores na Equação 25:

$$n_{\text{médio}} = \frac{7 + 11}{2}$$

$$n_{\text{médio}} = 9 \text{ fileiras.}$$

É possível ver que a área ocupada pelos painéis será de 17 m². Significativamente inferior ao valor disponível de 58,4 m².

Também é possível utilizar a área disponível para instalação dos módulos na simulação. Nesse caso não será considerada a necessidade energética do cliente, apenas o máximo possível para o espaço indicado. Não existe preocupação com o valor mínimo necessário ou com a geração de créditos em excesso.

Portanto, o sistema dimensionado atende aos requisitos do *software* e é uma solução viável para atender as necessidades energéticas do cliente.

Nessa etapa já é possível realizar a simulação e gerar um relatório do sistema para obter informações relevantes, como o valor estimado da produção de energia, geração mensal e a taxa de desempenho (TD) do sistema, dentre outras coisas. Os principais resultados são apresentados na Tabela 4 e nos Gráficos 1 e 2.

Tabela 4 – Resultados da simulação com 9 painéis

Mês	Irradiação Horizontal Global kWh/m ²	Irradiação Horizontal Difusa kWh/m ²	Temperatura Ambiente °C	Energia saindo do arranjo kWh	Energia injetada na rede kWh	TD
Janeiro	169,7	85,5	28,5	385,0	372,4	0,815
Fevereiro	140,0	80,0	27,6	334,7	325,5	0,815
Março	149,6	79,5	27,3	374,4	361,9	0,819
Abril	136,5	78,5	26,6	355,8	344,0	0,818
Mai	156,5	68,3	27,1	436,8	423,0	0,822
Junho	149,9	66,3	26,2	428,3	415,0	0,825
Julho	175,7	60,5	26,7	498,7	483,4	0,817
Agosto	193,9	63,3	26,9	523,3	507,2	0,810
Setembro	185,7	68,5	26,7	470,0	455,3	0,811
Outubro	199,7	75,4	27,4	477,0	461,9	0,812
Novembro	193,0	72,3	27,3	436,6	422,7	0,815
Dezembro	181,0	72,1	27,2	402,1	389,0	0,818
Ano	2031,2	870,19	27,13	5122,3	4959,3	0,816

Gráfico 1 – Comparativo entre a energia gerada e injetada na rede

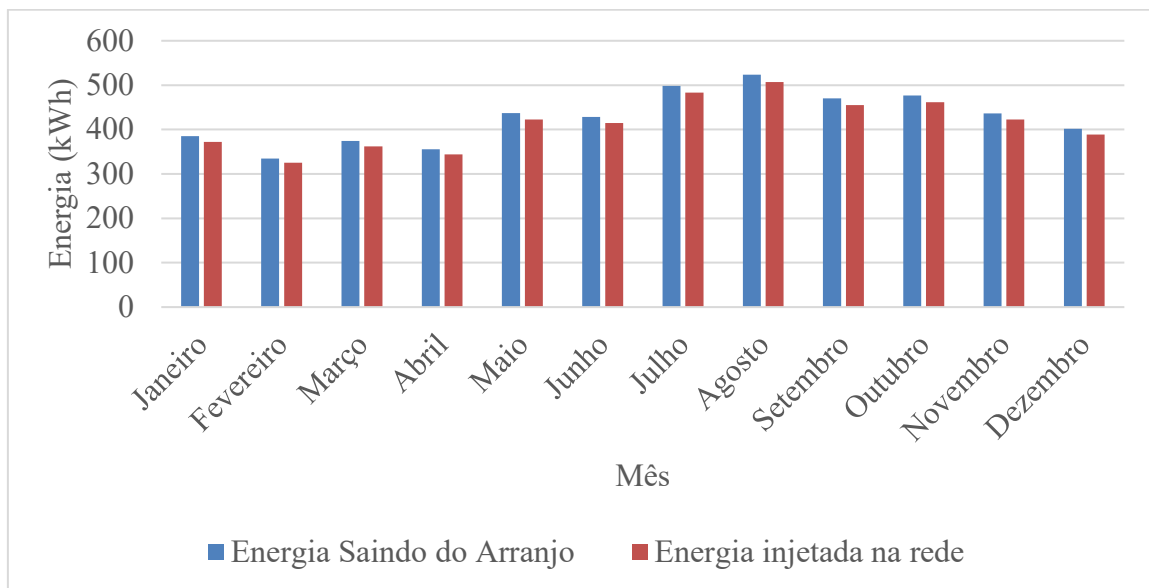
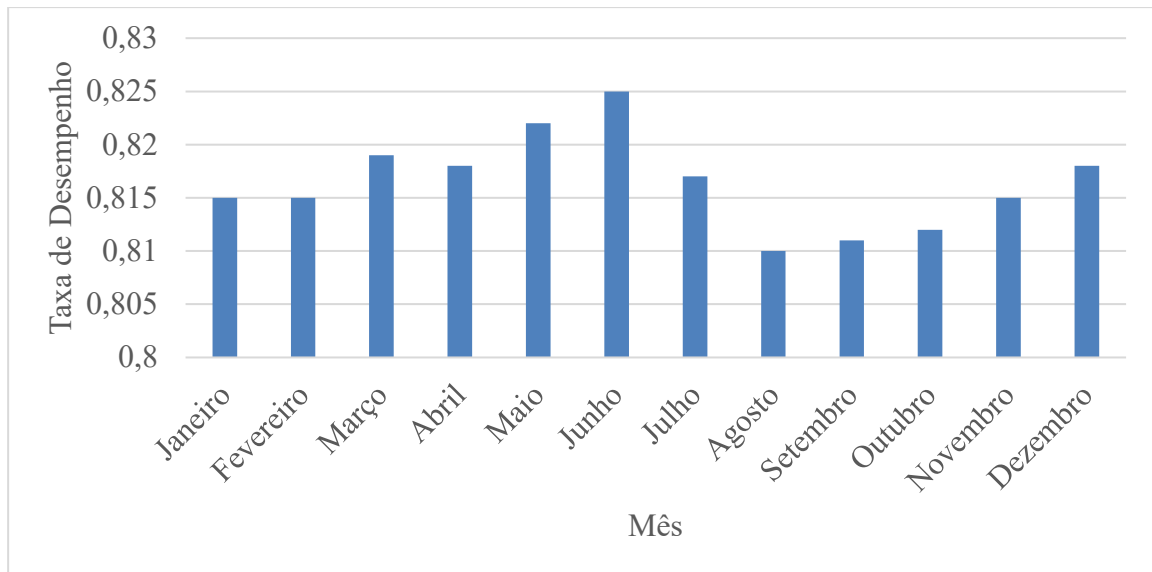


Gráfico 2 – Variação da Taxa de Desempenho ao longo do ano



O sistema apresentou uma taxa de desempenho anual média de 81,6%, enquanto o valor teórico admitido para o dimensionamento manual foi de 75%. Utilizando a Equação 16 para ajustar o valor da potência necessária para o sistema fotovoltaico com base no valor da taxa de desempenho obtida:

$$P_{FV} = \frac{(11,47/0,816)}{5,59}$$

$$P_{FV} = 2,5146 \text{ kWp}$$

Verificando os limites do inversor com a Equação 17:

$$0,7 \times 2,5146 < P_{Ndc} < 1,2 \times 2,5146$$

$$1,760 \text{ kW} < 3,0 \text{ kW} < 3,0175 \text{ kW}$$

Portanto, as configurações permanecem as mesmas.

O valor da energia anual injetada na rede para a simulação é de:

$$E_{FV} = 4959 \text{ kWh/ano}$$

5.9.2 Simulação com sombreamento

O programa também permite adicionar objetos ao cenário da simulação para avaliar as possíveis perdas causadas por sombreamento na região analisada.

Utilizar essa função faz com que o resultado seja mais próximo da realidade para aumentar a confiabilidade do projeto e evitar os problemas referentes às sombras nos painéis fotovoltaicos.

Utilizando a Figura 48, referenciando as coordenadas, e preservando a escala é possível adicionar objetos que possam ser problemáticos para o sistema.

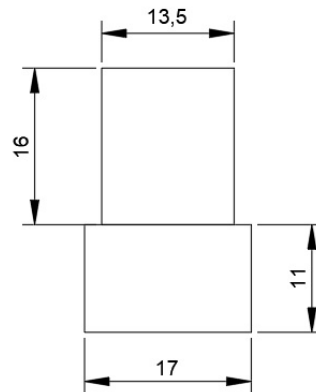
Figura 48 – Vista Superior da área da residência



Fonte: Fornecido pelo autor.

Por questões de segurança não foi possível fazer visitas após o dia 19 de março por conta do isolamento social como medida para o enfrentamento e contenção da infecção provocada pelo novo coronavírus (CEARÁ, 2020). Porém, é possível fazer as estimativas auxiliado de medidas obtidas pelo *Google Earth* para as dimensões da Figura 49 e utilizando o código de obras e postura do município de Fortaleza, com valores apresentados na Tabela 5, para elaboração da Figura 50.

Figura 49 – Dimensões da propriedade, em metros, medidas pelo Google Earth



Fonte: Fornecido pelo autor

Tabela 5– Alturas para residências

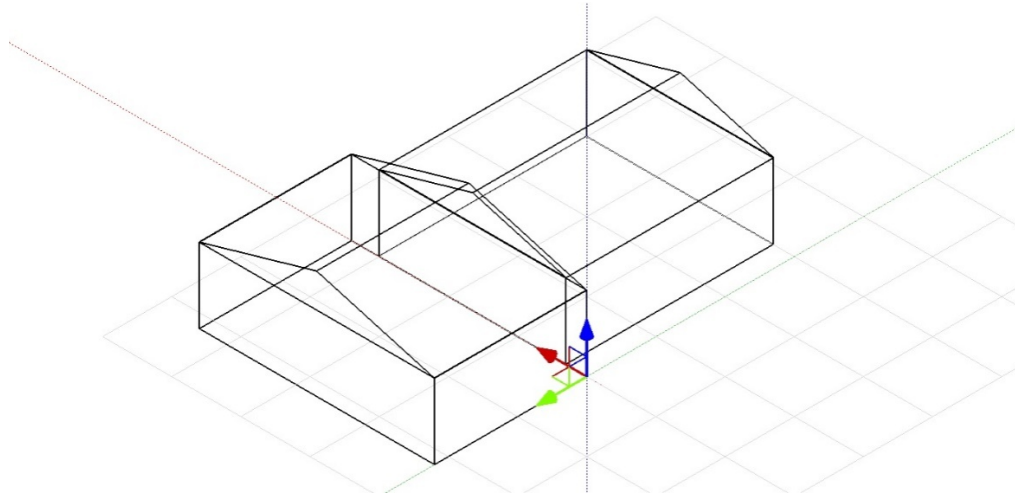
CÔMODO	PÉ DIREITO MÍNIMO (METROS)
Vestíbulo	2,30
Sala de Estar	2,50
Refeições	2,50
Copa	2,50
1 e 2 Quartos	2,50
Demais quartos	2,50
Banheiros	2,20
Lavanderia	2,20
Depósito	2,10
Garagem	2,20
Abrigo	2,20
Despensa	2,50
Corredor	2,30
Escritório	2,50
Escada	2,00

Fonte: FORTALEZA, 1981.

Portanto, para garantir uma margem de segurança, a altura máxima de cada cômodo foi considerada como sendo 2,70m, totalizando 5,4m de altura antes de considerar o telhado.

Para o telhado foi considerado um ângulo de inclinação de 16 graus. O mesmo que foi utilizado para obter dos dados de irradiação e fazer o dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Figura 50 – Construção da residência no PVsyst

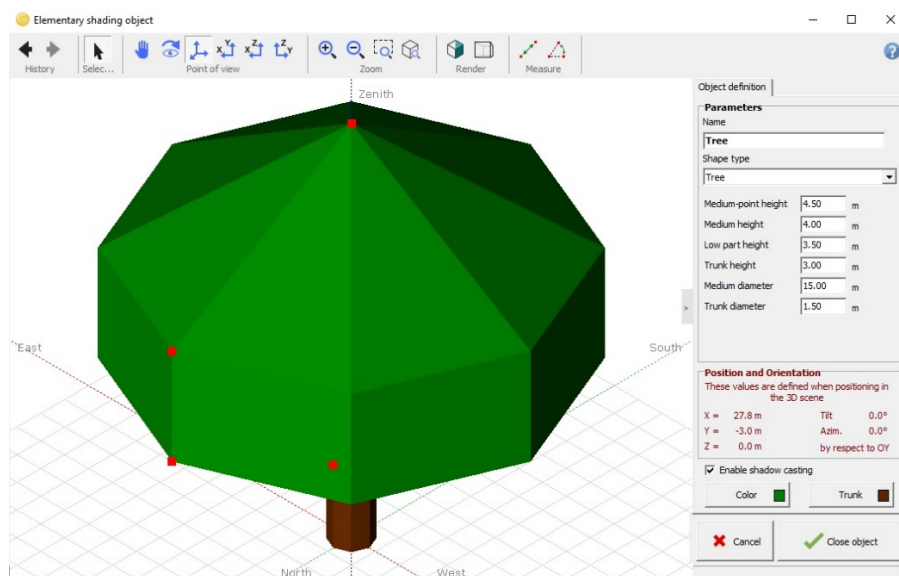


Fonte: Fornecido pelo autor.

Outro ponto que também poderia influenciar negativamente na avaliação do sombreamento do projeto era a presença de árvores nas redondezas.

Existe a possibilidade de adicioná-las à simulação, pois o software apresenta objetos predefinidos que são comuns no cotidiano desse tipo de análise. A criação de uma árvore como objeto para a simulação pode ser vista na Figura 51.

Figura 51 – Árvore utilizada na simulação



Fonte: Fornecido pelo autor.

Após a construção dos objetos que farão parte da simulação eles foram adicionados e referenciados sobre a imagem obtida pelo *Google Earth* para garantir a escala do desenho e o resultado é a Figura 52 a seguir:

Figura 52 – Simulação de sombreamento



Fonte: Fornecido pelo autor.

Feito isso é possível gerar um relatório que irá considerar as perdas por sombreamento, oferecendo assim uma perspectiva menos idealizada. Os principais resultados são apresentados na Tabela 6 e nos Gráficos 3 e 4.

Tabela 6 – Resultados da simulação com 9 painéis e sombreamento

Mês	Irradiação Horizontal Global	Irradiação Horizontal Difusa	Temperatura Ambiente	Energia saindo do arranjo kWh	Energia injetada na rede kWh	TD
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C			
Janeiro	169,7	85,5	28,5	411,6	398,2	0,811
Fevereiro	140,0	80,0	27,6	334,8	333,3	0,811
Março	149,6	79,5	27,3	370,3	357,8	0,817
Abril	136,5	78,5	26,6	339,9	328,5	0,819
Maio	156,5	68,3	27,1	393,2	380,7	0,824
Junho	149,9	66,3	26,2	379,6	367,6	0,828
Julho	175,7	60,5	26,7	440,1	426,3	0,820
Agosto	193,9	63,3	26,9	479,2	464,3	0,812
Setembro	185,7	68,5	26,7	452,1	437,7	0,811
Outubro	199,7	75,4	27,4	492,6	477,0	0,807
Novembro	193,0	72,3	27,3	476,7	461,6	0,808
Dezembro	181,0	72,1	27,2	447,3	432,9	0,814
Ano	2031,2	870,19	27,13	5027,4	4866,0	0,815

Gráfico 3 – Comparativo entre a energia gerada e injetada na rede com sombreamento

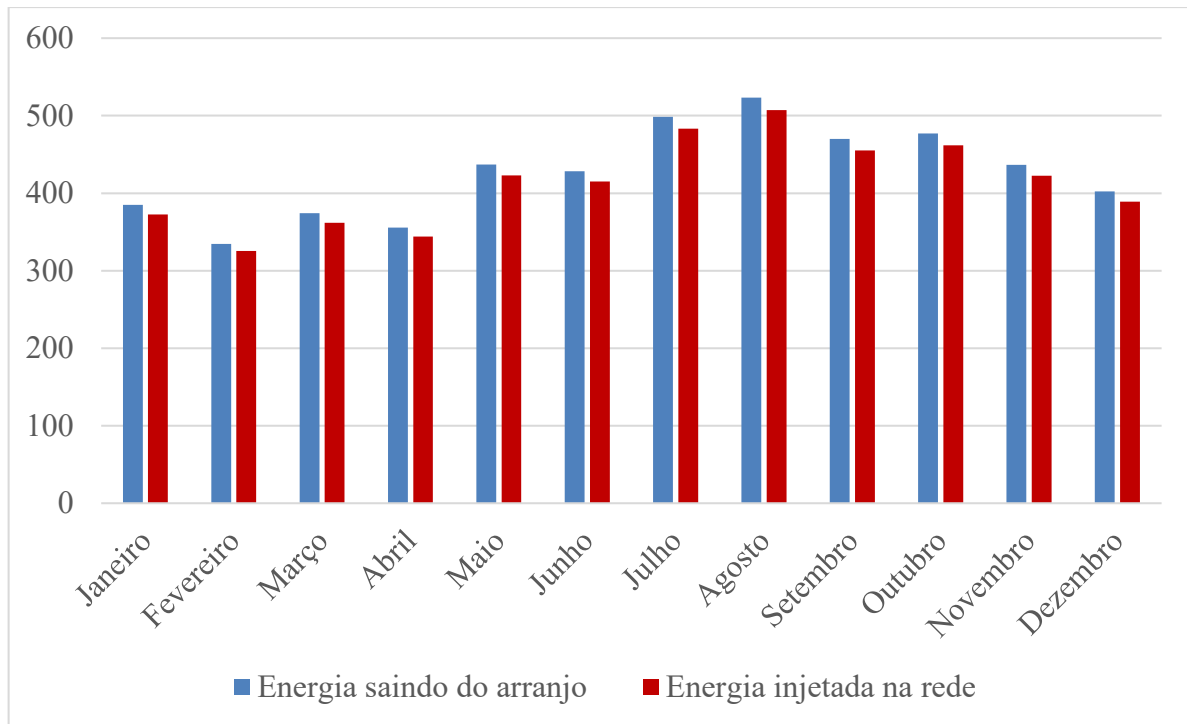
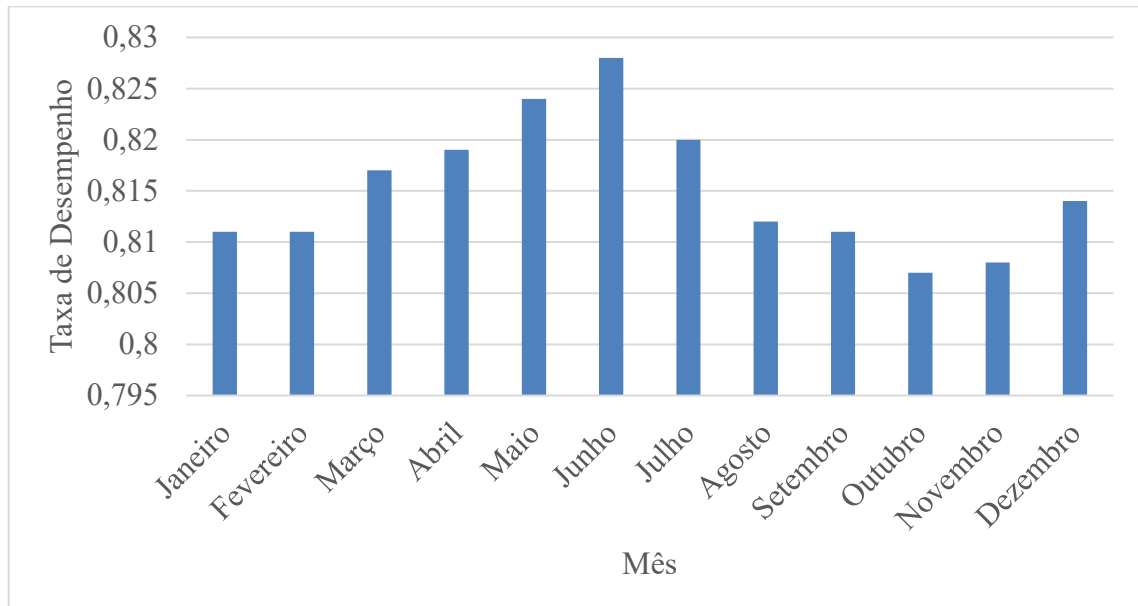


Gráfico 4 – Variação da Taxa de desempenho com sombreamento ao longo do ano



Utilizando novamente a Equação 16 para atualizar o valor da potência necessária para o sistema fotovoltaico:

$$P_{FV} = \frac{(11,47/0,815)}{5,59}$$

$$P_{FV} = 2,5176 \text{ kWp}$$

Verificando os limites do inversor na Equação 17:

$$0,7 \times 2,5176 < P_{Ndc} < 1,2 \times 2,5176$$

$$1,8032 \text{ kW} < 3,0 \text{ kW} < 3,0211 \text{ kW}$$

A configuração também atende aos requisitos na simulação com sombreamento.

A energia injetada na rede anualmente pelo sistema quando a simulação considera as perdas por sombreamento é de:

$$E_{FV} = 4866 \text{ kWh/ano}$$

Em ambos os casos simulados pelo PV_{syst} é possível considerar a utilização de apenas 8 módulos fotovoltaicos, tendo em vista a necessidade reduzida de geração para maiores valores de taxa de desempenho. Pelos cálculos temos que:

$$P_{sist} = 8 \times 0,335 \text{ kWp}$$

$$P_{sist} = 2,68 \text{ kWp}$$

E, com o ajuste das taxas de desempenho, esse valor inicialmente seria suficiente para atender a demanda do cliente.

Porém, é importante lembrar que o projeto tem uma vida útil muito longa e o fabricante fornece uma garantia de eficiência de geração de 25 anos.

De acordo com o fabricante a eficiência ao final dos 25 anos da garantia será de 80,7%, fazendo com que a potência nominal de cada módulo caia para 270,345 Wp.

Em um arranjo de oito módulos, a geração irá cair de 2.680 Wp para 2.162,76 Wp.

A Tabela 7 faz um resumo do sistema com essa quantidade de módulos para os diferentes valores considerados de taxa de desempenho.

Tabela 7 – Sistema com 8 módulos após 25 anos

TAXA DE	POTÊNCIA	POTÊNCIA	DIFERENÇA
---------	----------	----------	-----------

DESEMPENHO	NECESSÁRIA DE GERAÇÃO (Wp)	GERADA APÓS 25 ANOS (Wp)	(Wp)
0,815	2.517,6	2.162,76	-354,84
0,816	2.514,6	2.162,76	-351,84

Ou seja, nesse cenário a diferença para o valor necessário será maior que 350 Wp, valor muito próximo da potência de pico oferecida por um painel fotovoltaico novo de 335 Wp.

Dito isso, o sistema mais favorável para a residência continua sendo o arranjo com 9 painéis fotovoltaicos de 335 Wp acompanhado de um inversor monofásico de 3 kW.

6 CONCLUSÃO

O sistema mais adequado para suprir as necessidades energéticas do cliente em potencial será uma unidade microgeradora de 3 kW, com potência instalada de 3,015 kWp.

Comparou-se o resultado obtido manualmente com os dois cenários avaliados nas simulações feitas utilizando o software *PV_{sys}*. Os resultados estão representados na Tabela 8:

Tabela 8 – Resultados

SITUAÇÃO AVALIADA	TAXA DE DESEMPENHO	ENERGIA INJETADA NA REDE (kWh/ANO)
Dimensionamento manual	0,750	4.611,59
Simulação sem sombreamento	0,816	4.959,00
Simulação com sombreamento	0,815	4.866,00

Ou seja, a simulação feita sem considerações de perdas por sombreamento retornou um valor de energia injetada anualmente na rede elétrica 7% maior do que o previsto pelo dimensionamento manual, que utilizou uma taxa de desempenho conservadora dentro do intervalo sugerido.

Quando as perdas por sombreamento são consideradas esse número desce para 5,23%, mostrando que ao adicionar uma consideração que aproxima a situação da realidade o valor converge para o resultado do dimensionamento manual.

Por fim, conclui-se que para todos os casos considerados a solução energética para o cliente permanece com a mesma configuração de módulos fotovoltaicos e inversor. A unidade será composta por 9 módulos fotovoltaicos de 335 Wp, e a conversão de corrente direta para corrente alternada será feita por um inversor monofásico de 3 kW.

Portanto, os resultados da simulação foram validados pela proximidade dos resultados em relação ao dimensionamento manual, fazendo com que o dimensionamento de sistemas de microgeração fotovoltaica com assistência de *software* sejam uma alternativa interessante, especialmente quando são considerados fatores encontrados na realidade, como sombreamento.

REFERÊNCIAS

ABNT. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**. Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Brasil alcança 170 mil megawatts de capacidade instalada em 2019**. 2020. Disponível em: < <http://bit.ly/35IP2Vo>>. Acesso em: 15 jul 2020.

ASHRAE. **Heating, Ventilating, and Air-Conditioning Applications**. SI ed. Atlanta: Trhiefans, 2019.

ATKINS, P.; JONES, L. **Princípios de Química**: Questionando a Vida Moderna e o Meio Ambiente. 3. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 414 de 09 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 16 ago. 2020.

CHINT POWER. **CPS SCE3KTL-O**. 2013. Disponível em: <<http://www.chint.com.tr/images/content/files/INVERTER%20SERIES.pdf>> Acesso em: 12 abr. 2020.

CRESESB. CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. **Potencial Solar** - SunData v 3.0. 2018. Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 17 de mar. de 2020.

E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RUTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. F. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2017.

ENEL. **Bandeira tarifária**. 2015. Disponível em: < https://www.enel.com.br/pt-ceara/Para_Voce/Bandeira_Tarifaria.html>. Acesso em: 24 mar. 2020.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Mudanças Climáticas e Desdobramentos sobre os Estudos de Planejamento Energético: Considerações Iniciais.** Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2018.

EPLAB. The Eppley Laboratory. **Custom Built Precision Solar Measurement Solutions: Standard Precision Pyranometer. Model SPP.** Disponível em: <<http://www.eppleylab.com/wp-content/uploads/pdf/EPPLEY160919-SPP.pdf>>. Acesso em: 21 mar. 2020.

FAME. Disjuntores DIN. 2020. Disponível em: <https://www.fame.com.br/uploads/produtos/catalogos/dincri0912_20121128091840.pdf>. Acesso em: 07 abr. 2020.

FINDER. **Guia para aplicação de Dispositivos de Proteção contra Surtos – DPS.** 2012. Disponível em: <<http://www.instalacoeseletricas.com/Findernet/download/section/PDFs/guia-dps.pdf>>. Acesso em: 30 mar. 2020.

FORTALEZA. **Lei nº 5.530 de 23 de dezembro de 1981 e legislação complementar.** Código de obras e postura do município de Fortaleza. Disponível em: <<https://portal.seuma.fortaleza.ce.gov.br/fortalezaonline/portal/legislacao/Res%C3%ADduos%20S%C3%B3lidos/3.%20Legisla%C3%A7%C3%A3o%20Municipal/Lei%20n%C2%BA%205.530%20de%2017%20de%20dezembro%20de%201981.pdf>>. Acesso em: 01 de jul. 2020.

CEARÁ. **DECRETO Nº33.519, de 19 de março de 2020.** Intensifica as medidas para enfrentamento da infecção humana pelo novo coronavírus. Disponível em: <<https://www.cge.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/20/2020/03/Decreto-n.-33.519-de-19-de-mar%C3%A7o-de-2020.-Intensifica-as-medidas-para-enfrentamento-da-infec%C3%A7%C3%A3o-humana-pelo-novo-coronavirus.pdf>>. Acesso em: 16 de ago. 2020.

GTES. GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2014.

HUKSE FLUX THERMAL SENSORS. DR01 **.First class pyrheliometer.** 2020. Disponível em: <<https://www.hukseflux.com/products/solar-radiation-sensors/pyranometers/shr02-shadow-ring>>. Acesso em: 07 abr. 2020.

HUKSEFLUX THERMAL SENSORS. **SHR02 Shadow Ring.** 2018. Disponível em: <<https://www.hukseflux.com/products/solar-radiation-sensors/pyranometers/shr02-shadow-ring>>. Acesso em: 07 abr. 2020.

IEC. *International Electrotechnical Commission.* **IEC 60904-1.** Photovoltaic devices – Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics. Genebra. IEC,2006.

IEC. *International Electrotechnical Commission.* **IEC 60269-6.** Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems. Genebra. IEC, 2010.

JINKO SOLAR. **Eagle 72 335.** 2017. Disponível em: <<https://www.jinkosolar.com>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

KALOGIROU, S. A. **Engenharia de Energia Solar: Processos e Sistemas**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

KOEBRICH, S.; CHEN, E.; BOWEN, T.; FORRESTER, S.; TIAN, T. **Renewable Energy Databook**. Washington: U.S. Department of Energy, 2017.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

MESSINGER, R. A.; VENTRE, J. **Photovoltaic Systems Engineering**. 2nd. ed. Boca Raton, Florida, USA: CRC Press, 2004.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. B. O.; EDINALDO JS PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas Híbridos: Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

PORTAL ENERGIA. **Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. 2004. Disponível em: < <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>>. Acesso em: 13 jun. 2020.

SCHUBERT, C. et al. **Ceará: Atlas Eólico e Solar**. Fortaleza: SEBRAE, 2019.

ANEXO A – CATÁLOGO DO INVERSOR UTILIZADO

1.5-4.6kW Single Phase Grid-tied PV Inverters

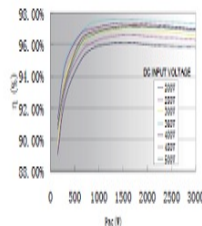


Chint Power has been long dedicated to the research and development of PV inverters with a growing reputation from the domestic to the international markets. As a result of our continuous improvement efforts, Chint Power introduces the new generation of single-phase PV inverters: the SCE series.

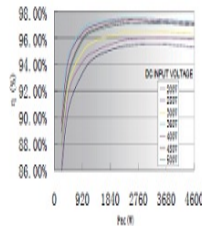
SCE series PV inverters are suitable for various residential and commercial rooftop PV systems. With the features of concise design and high reliability of the former generation, SCE series PV inverters offer an improved performance on the conversion efficiency reaching up to 97.5%. The internal design offering now standard embedded DC switch and RS485 communication making of the SCE series a safe and flexible product for customers.

Efficiency Curve

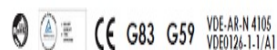
CPS SCE3KTL-O



CPS SCE4.6KTL-O



- High Efficiency
- Max. efficiency up to 97.5%, Euro efficiency up to 97.0%
- ≥99.9% MPPT efficiency
- Transformerless design
- High Reliability
- Designed for reliability
- Comprehensive protection functions
- Real-time monitoring
- Anti-islanding protection
- 5 years standard warranty
- Broad Adaptability
- Wide MPPT range enables flexible stringing
- Multi-language interface menus
- DC switch embedded
- Easy operation
- 3rd Party Monitoring



Technical Data

Model Name	CPS SCE1.5KTL	CPS SCE2KTL	CPS SCE2KTL-O	CPS SCE4KTL-O	CPS SCE4.6KTL-O
DC Input					
Nominal DC Input Power	1.5kW	2kW	3kW	4kW	4.6kW
Max. DC Input Power	1.7kW	2.3kW	3.45kW	4.6kW	3.4kW/MPPT
Max. DC Input Voltage	550Vdc	550Vdc	600Vdc	600Vdc	600Vdc
Operating DC Input Voltage Range	100-550Vdc	100-550Vdc	100-500Vdc	100-500Vdc	100-500Vdc
Start-up DC Input Voltage	150Vdc				
Nominal DC Input Voltage	360Vdc				
MPPT Voltage Range	175-500Vdc	200-500Vdc	200-500Vdc	225-500Vdc	200-500Vdc
Number of MPPT Trackers	1	1	1	1	2
Number of DC Inputs (strings)	1	1	2	2	1x2
Max. Input Current	9.1A	11A	17.5A	20A	17A/MPPT
Max. Input Current per String	9.1A	11A	17.5A	20A	17Ax2
DC Disconnection Type	Embedded switch				
PV Array Configuration	Floating				
AC Output					
Rated AC Output Power	1.5kW	2kW	3kW	4kW	4.6kW
Max. AC Output Power	1.65kW	2.3kW	3.3kW	4.4kW	5kW*
Rated Output Voltage	230Vac				
Output Voltage Range	-				
Grid Connection Type	1φ				
Max AC Output Current	7.2A	9.6A	14.4A	19.2A	22.1A
Rated Output Frequency	50Hz				
Output Frequency Range†	47.5-51.5Hz				
Power Factor	>0.99 (±0.9 adjustable)				
Current THD	<3%				
AC Disconnection Type	-				
System					
Topology	Transformerless				
Max. Efficiency	96.5%	96.8%	97.2%	97.5%	97.5%
Euro Efficiency	95.2%	95.8%	96.5%	97.0%	97.0%
Stand-by / Night Consumption	<7W / <0.1W				
Environment					
Protection Degree	IP43	IP43	IP65	IP65	IP65
Cooling	Convection	Convection	Convection	Convection	Force air cooling
Operating Temperature Range	-20°C to +60°C				
Operating Humidity	0-95%, non condensing		0-100%, condensing		
Operating Altitude	2000m				
Display and Communication					
Display	LCD+LED				
Communication	USB B port & RS485				
Mechanical Data					
Dimensions (WxHxD) (mm)	355x365x156	355x365x156	431x453x158	431x453x158	434x597x228
Weight (kg)	12.1	12.9	15	16.5	30.9
Safety					
Safety and EMC Standards	LVD: 2006/95/EC; IEC/EN62109-1: 2010; IEC/EN62109-2: 2011; EMC: 2004/108/EC; EN61000-6-2; 2005/EN61000-6-2; 2007+A1: 2011				
Grid Standards	VDE-AR-N 4105; VDE V 0126-1-1A1; RD1689; CEI 0-21; GB311-1; GB92				

* The "Max. AC Output Power" is 4.6kW regulated by VDE4105.

† The "Output Frequency Range" may differ according to specific grid codes.

Information furnished is believed to be accurate and reliable. However, Chint Power assumes no responsibility for the consequences of use of such information nor for any infringement of patents or other rights of third parties which may result from its use. No license is granted by implication or otherwise under any patent or other rights of Chint Power. Specifications mentioned in this publication are subject to change without notice. This publication supersedes and replaces all information previously supplied.

ANEXO B – CATÁLOGO DO MÓDULO UTILIZADO

www.jinkosolar.com



Eagle 72

320-335 Watt

POLYCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.
IEC61215, IEC61730 certified products.



(5BB)



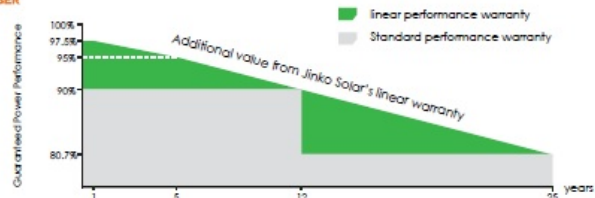


KEY FEATURES

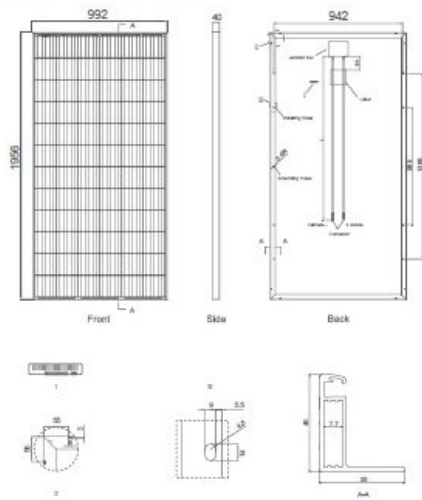
- 
PID RESISTANT:
 Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under strict testing condition (85°C/85%RH,96hours) for mass production.
- 
High Power Output:
 With up to 335 Wp and 17.26 % efficiency, highest performing module of its kind on the market.
- 
Low-light Performance:
 Excellent performance in low-light environments.
- 
Severe Weather Resilience:
 Extremely weather resistant due to approval for increased snow and wind loads: 5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load.
- 
5 Busbar Solar Cell:
 No power loss thanks to improved temperature co-efficient caused by 5 busbar solar cell.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



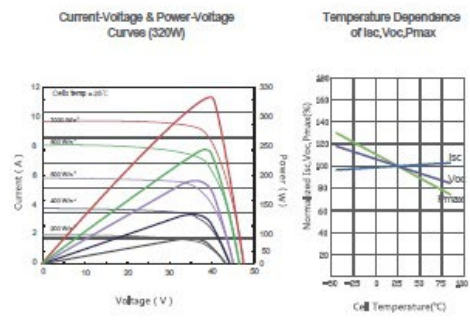
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)
 26pcs/box, 52pcs/pallet, 624 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TQV 1×4.0mm ² , Length: 900mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	238Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A	8.82A	7.02A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.2V	47.2V	44.4V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A	9.18A	7.43A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C							
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.4%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.3%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-335PP-80_1.0_rev2017